



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 29/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE REAL DECRETO
POR EL QUE SE CREA EL
PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN
DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA
DE SUMINISTRO**

16 de noviembre de 2009

INFORME 29/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE CREA EL PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 16 de noviembre de 2009 ha acordado emitir el siguiente informe:

1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, remitida a la CNE por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. ANTECEDENTES

Con fecha 23 de octubre de 2009 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo, para su tramitación por vía de urgencia, la Propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

En la misma fecha, la CNE remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad las mencionadas propuestas al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días.

Se han recibido escritos de comentarios de la Comunidad Autónoma de Cataluña. Asimismo, han presentado observaciones las siguientes empresas o asociaciones: Unesa, Gas Natural, Endesa, Hidrocantábrico, Iberdrola, Red Eléctrica de España, Greenpeace, APPA, AEGE, APRIE, ACIE, ASAE, CEPSA, ACOGEN y Bahía de Bizkaia Electricidad.

3. NORMATIVA

La **Directiva 2009/72/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga

la Directiva 2003/54/CE, mantiene al igual que la Directiva anterior, que *“Por motivos de seguridad del suministro, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consume en el Estado miembro de que se trate”*.

El **Real Decreto-Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, suprime formalmente el mecanismo de los CTCs tecnológicos al considerar que *“se trata de un mecanismo innecesario y distorsionador”*, pero reconoce de forma expresa la necesidad de preservar el régimen de incentivo al consumo del carbón autóctono.

Adicionalmente, en la **Ley 54/97** del Sector Eléctrico, en la redacción dada por la Ley 17/2007, se recogen otras disposiciones que hacen referencia a la posibilidad de diseñar ciertos procedimientos e incentivos que fomenten el funcionamiento de unidades de producción de energía eléctrica que utilicen energía primaria autóctona:

- El **artículo 25 de la Ley 54/97** dispone que el *“El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado”*.
- En la **Disposición transitoria Cuarta de la Ley 54/97** se establece que *“El Gobierno podrá establecer los incentivos necesarios para conseguir que los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica consuman carbón autóctono en cantidades que cubran las fijadas anualmente como objetivo por el Ministerio de Industria y Energía. Este objetivo respetará, en todo caso, a partir del año 2004, el límite a que se refiere el artículo 25.1 de la presente Ley. Dichos incentivos incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por KWH para aquellos grupos de producción y en la medida que hayan efectivamente consumido carbón autóctono y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono”*.
- La **Disposición adicional Vigésima sobre Planes de viabilidad e incentivos al consumo de carbón autóctono, de la Ley 54/97** establece que *“el Gobierno, de acuerdo con lo establecido en los artículos 3 y 11 de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, por motivos de seguridad de suministro, podrá aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido, que permita la entrada preferente en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria*

autóctonas. Estas primas se considerarán costes permanentes de funcionamiento del sistema a efectos de lo previsto en el artículo 16.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y se incluirán como tales para el cálculo de la tarifa eléctrica media.

Por otra parte, **el artículo 26 de la Ley 54/97** establece como derecho de los productores de energía eléctrica *“La utilización en sus unidades de producción de aquellas fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas respetando, en todo caso, los rendimientos, características técnicas y las condiciones de protección medioambiental contenidas en la autorización de dicha instalación”*

La **exposición de motivos del Real Decreto 2019/1997** hace referencia a que *“La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supone el abandono del modelo de explotación unificada y el establecimiento de los fundamentos de todo el desarrollo normativo de un nuevo modelo basado en los principios de objetividad, transparencia y libre competencia. El nuevo esquema tiene como meta conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas, manteniendo la calidad del suministro y sin olvidar la protección del medio ambiente”.*

4. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

La Propuesta de Real Decreto incluye dos artículos en los que respectivamente se hacen las modificaciones necesarias al Real Decreto 2019/1997 para incluir un nuevo servicio de ajuste del sistema: el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y se aprueba el Procedimiento correspondiente, que se incluye como anexo I. Éste introduce una serie de modificaciones al despacho de las centrales de producción eléctrica con el fin de introducir la producción de carbón autóctono y adecuar la producción del resto de centrales para equilibrar la producción con la demanda. La introducción de carbón autóctono lleva asociada una cuantía máxima anual de producción de energía junto con una retribución regulada. Las modificaciones de programa necesarias para equilibrar la producción con la demanda son retribuidas según un lucro cesante calculado en función del precio del mercado y de unas referencias reguladas de costes de los combustibles.

5. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA

La Propuesta de Real Decreto señala el carácter estratégico de la producción con carbón autóctono, y recoge la necesidad de producir la electricidad correspondiente a las cantidades apuntadas en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 (Plan de la Minería). De esta forma, según se indica en la exposición de motivos de la Propuesta, se evita que el parque generador de las centrales de carbón desaparezca en

el corto plazo, perdiéndose así un soporte estratégico importante para llevar a cabo los compromisos adquiridos, así como su aporte en materia de garantía de suministro.

Con este fin, la Propuesta de Real Decreto propone un mecanismo que garantiza el funcionamiento de las centrales de carbón autóctono hasta alcanzar el consumo de carbón equivalente a los compromisos del Plan de la Minería. Para ello, la Propuesta se basa en la disposición prevista en la Directiva 2009/72/CE, en la que se permite el establecimiento de procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, por motivos de garantía de suministro. Dicha disposición también queda recogida en la Ley 54/97, indicando que deben adoptarse las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio del mercado.

Esta Comisión no se pronuncia sobre las decisiones de política energética del Gobierno ni respecto al carácter estratégico del carbón autóctono ni sobre el interés de mantener las centrales de carbón autóctono operativas, por su apoyo a la consecución de los objetivos del Plan de la Minería, al encontrarse todo ello en el marco de una decisión política. Sin embargo, sí se considera necesario y oportuno analizar el instrumento regulatorio que se propone para alcanzar dichos objetivos, detectando las posibles inconsistencias e incompatibilidades con el funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, y analizando su impacto sobre los costes del sistema, emitiendo, tras este análisis, las recomendaciones regulatorias que correspondan.

A continuación se analizan los posibles impactos que puede tener la entrada en vigor de la Propuesta:

5.1 Implicaciones sobre el mercado mayorista

5.1.1 Impacto en el MIBEL

El Convenio entre la República Portuguesa y el Reino de España relativo a la Constitución del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica (MIBEL), ratificado en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, sienta las bases para el desarrollo del mercado único e integrado de la electricidad en la Península Ibérica. En este ámbito, con el fin de preservar el funcionamiento del mercado integrado eléctrico, operativo desde el 1 de julio de 2007, debería evitarse cualquier regulación nacional que pudiera tener impacto en el precio del mercado eléctrico y que pudiera inducir a comportamientos estratégicos inadecuados por parte de los agentes de uno de los dos países.

Tal como se analiza a continuación, el Real Decreto puede provocar la aparición de dichos comportamientos estratégicos por parte de los agentes de un lado de la

interconexión dado que el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro afecta solamente a los servicios de ajuste del sistema eléctrico español.

5.1.2 Modificación del funcionamiento del modelo de mercado

La exposición de motivos del Real Decreto 2019/1997 hace referencia a que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supone el abandono del modelo de explotación unificada y el establecimiento de los fundamentos de todo el desarrollo normativo de un nuevo modelo basado en los principios de objetividad, transparencia y libre competencia. El mecanismo introducido por la Propuesta no puede realizarse en condiciones competitivas, por lo que se introduce un cambio sustancial en el modelo actual del mercado, basado hasta ahora en diferentes sistemas de ofertas.

En primer lugar, se introduce un plan de funcionamiento para la semana eléctrica siguiente realizado por el Operador del Sistema, de forma que no se superen las cantidades apuntadas en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012. Así, los titulares de estas instalaciones ya no actúan libremente en el mercado de producción, sino que su actuación viene planificada por el Operador del Sistema, aportando a éste una herramienta regulada para el mantenimiento de la seguridad del sistema, que se combina con el resto de los servicios de ajuste prestados en condiciones de mercado.

Por otra parte, con la Propuesta se introduce una situación conocida a priori todos los días antes de la casación y mantenida en el largo plazo, tanto de las centrales que van a ser despachadas como el volumen de energía y la tecnología de las que van a resultar desplazadas, lo que afectará al comportamiento de los agentes a la hora de realizar sus ofertas.

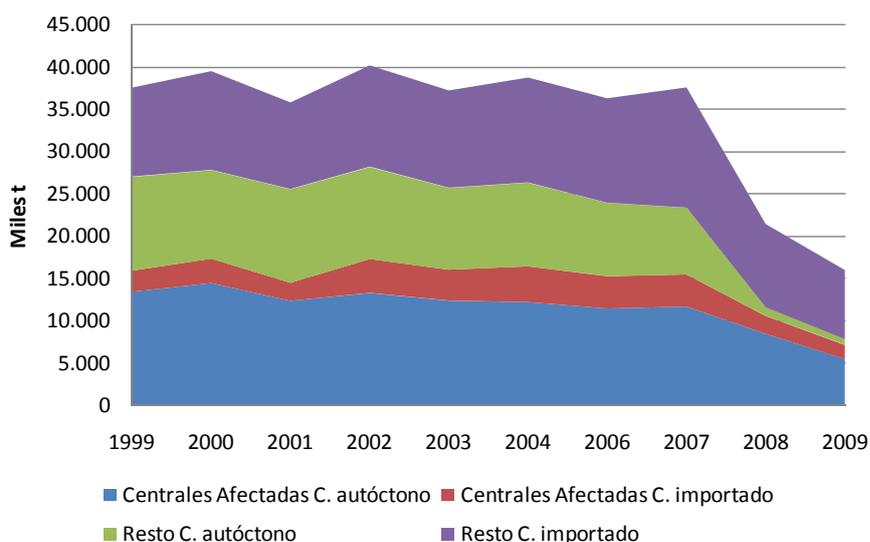
Las restricciones técnicas definidas en el Real decreto 2019/1997, son “intervenciones” sobre problemas técnicos del sistema de corto plazo que se mezclan ahora con otras restricciones de medio-largo plazo, relacionadas con la garantía de suministro. Por definición, el concepto de restricciones aparece cuando los resultados del mercado no satisfacen o no son compatibles con el funcionamiento técnico del sistema y el operador del sistema hace modificaciones para que el resultado del mercado “quepa en la red”. Ese no es el caso de estas nuevas restricciones, dado que, antes de que se produzca la casación, ya es conocido que el carbón va a ser utilizado y en qué cantidad. Por todo ello, el modelo de funcionamiento actual del mercado se ve alterado significativamente, pudiendo provocar un impacto en el resultado de los distintos mercados y mecanismos de ajuste, con respecto a la situación actual.

5.1.3 Impacto sobre las estrategias de oferta de las centrales con obligación de consumo de carbón autóctono

El procedimiento propuesto de resolución de restricciones por garantía de suministro prevé la modificación del programa base de funcionamiento para incluir la producción de nueve centrales consumidoras de carbón autóctono que se indican en el Anexo II de la propuesta de Real Decreto.

Dichas centrales han venido funcionando en el pasado con continuidad, participando tanto en el proceso de casación del mercado diario, como en otros segmentos del pool eléctrico. Desde 2007, como muestra el gráfico siguiente, el consumo de carbón autóctono por parte de estas centrales se ha reducido de manera significativa, bajando desde unos 13 millones de toneladas año (equivalente a unos 21-22 TWh año) a unos 7 millones de toneladas (equivalentes a 13-14 TWh año).

Gráfico 1 Evolución del consumo del carbón para la generación eléctrica durante el periodo 1999-2009



Fuente: REE y elaboración propia

Nota: El año 2009 se ha estimado como el doble del consumo del primer semestre de 2009

A pesar del descenso reciente de la producción eléctrica con carbón autóctono, que se explica en particular por el encarecimiento del carbón en los mercados internacionales (el precio del carbón autóctono está indexado al del carbón internacional), la entrada en funcionamiento de nueva potencia de ciclos combinados de gas, renovables y, más recientemente, la caída de la demanda eléctrica, las centrales de carbón autóctono incluidas en el Anexo II de la Propuesta de Real Decreto mantienen en la actualidad una participación no despreciable en el programa base de funcionamiento y, por tanto, contribuyen al proceso de formación del actual precio del mercado diario.

Cuadro 1. Características de funcionamiento de las centrales de carbón autóctono incluidas en el Anexo II de la Propuesta de Real Decreto

Central	ENERO A JUNIO DE 2009				Precio Retribución €/MWh Anexo II Propuesta
	Producción GWh	factor utilización	% carbón autóctono s/ toneladas	Ingreso medio €/MWh	
ANLLARES	240	17%	100%	52,28	56,21
COMPOSTILLA	1.409	30%	100%	46,03	57,89
ESCUCHA	99	17%	62%	48,69	47,76
GUARDO	571	28%	61%	45,82	61,01
LA ROBLA	708	28%	100%	48,08	61,02
NARCEA	767	33%	68%	44,88	61,56
PUENTENUEVO	271	22%	98%	38,91	63,12
SOTO	1.143	49%	35%	51,26	59,69
TERUEL	1.733	40%	76%	49,53	47,76

Fuente: CNE y Propuesta de RD

Nota: Con carácter general, estas centrales resultan programadas principalmente por resultar casadas en el mercado diario o por mantener contratos bilaterales. En este último caso, la energía ha sido valorada al precio del mercado diario. También participan en mercados de ajuste, habitualmente con programación a bajar. Por otra parte, algunas de estas centrales han resultado programadas en 2009 por funcionamiento en pruebas de la desulfuradora.

La introducción del procedimiento propuesto de resolución de restricciones por garantía de suministro, en un contexto de precios del mercado diario que se sitúan en el entorno de 35-40 €/MWh, tendería previsiblemente a modificar la estrategia de oferta de estas centrales, que en estos momentos se sitúan en el margen. Dado que el precio de retribución de la energía que obtendrían estas centrales a través del procedimiento propuesto superaría 47 €/MWh, no tendrían ningún incentivo a realizar ofertas competitivas para resultar casadas en el mercado diario. Como consecuencia, al no despacharse estas centrales, entrarían en funcionamiento unidades de producción con ofertas iguales o más caras, lo que podría implicar un aumento del precio de mercado con respecto a la situación actual, en ausencia del procedimiento propuesto.

Asimismo, para otras tecnologías distintas del carbón autóctono, como por ejemplo los ciclos combinados, los diferentes escalones de precios regulados a los que entrarían las unidades del anexo II, actuarían como un “cap” de precios para sus estrategias de oferta, dado que conocerían que, alcanzados cada uno de esos escalones, se produciría la entrada en el mercado diario de los grupos de carbón autóctono.

En conclusión, en la medida en que la propuesta de Real Decreto establece (1) un coste regulado para las centrales de carbón autóctono superior al actual precio del mercado diario y (2) la programación de éstas como consecuencia del nuevo procedimiento de restricciones por garantía de suministro, es previsible que dicha propuesta genere un aumento, aunque moderado, del precio del mercado diario.

5.1.4 Impacto sobre las estrategias de oferta de las centrales que pueden ver reducidos sus programas

Según se indica en el Anexo III de la propuesta de Real Decreto, las centrales cuyo programa resulte reducido como consecuencia de la resolución de restricciones por garantía de suministro obtendrían una compensación calculada como diferencia entre el precio del mercado diario y el coste unitario del combustible utilizado en la central junto al coste de los derechos de CO₂ correspondientes¹, todo ello por unidad de energía casada en el mercado diario (neta de la incorporación de la energía necesaria para la resolución de restricciones técnicas).

La reducción de los programas de estas centrales se determinaría teniendo en cuenta en primer lugar el orden de mérito descendente de los niveles de emisiones de CO₂ de todas las instalaciones térmicas y, en caso de que estos valores estén en un rango inferior al 5% de la desviación con respecto a la media por tecnología, se tendrá en cuenta el criterio de minimización del impacto económico en el sistema. Asimismo, se indica que el Operador del Sistema comunicará a todos los sujetos del mercado el plan de funcionamiento semanal de las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible. El conocimiento por parte de los agentes del plan del Operador del Sistema, así como de la orden de mérito de las centrales según su nivel de emisiones de CO₂, facilitaría su capacidad de prever qué centrales verán reducido su programa de producción. Por otra parte, esta información, conjuntamente a la referida al nivel de los derechos de cobro esperados, podría contribuir a alterar las estrategias de oferta de las centrales que tienen una probabilidad alta de verse afectadas por la reducción de programas.

Un primer efecto que cabe resaltar en este sentido, es que, en la medida en que el coste regulado sobre la base del cual se calculará la compensación para cada central fuera conocido por todos los agentes, podría inducir a la realización de pujas en el entorno de dicho valor, también por parte de centrales con costes inferiores, para conseguir que el precio de mercado no disminuya muy por debajo del precio de retribución de la central de carbón autóctono de referencia, sin correr el riesgo de no ser despachadas.

Además, podrían darse otros efectos que dependen de la relación existente entre los costes variables de las centrales, los precios del mercado diario y los precios de referencia establecidos en el Anexo III de la propuesta de Real Decreto. A este respecto se han identificado cuatro casos fundamentales, que se resumen en el cuadro siguiente:

1. Las centrales que tienen costes muy elevados, superiores al precio de referencia, cuando éste resulte ser superior al precio de mercado, independientemente de la introducción o no del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, no tendrán ningún incentivo a ofertar en el mercado diario.

¹ Igual al $\max[(\text{PMD}-\text{PR}); 0]$, siendo PMD es el precio del mercado diario y PR el precio de referencia del combustible utilizado. A este importe podría añadirse un margen comercial unitario m_i que se aplicaría en caso de existir contratos a largo plazo con cláusulas de tipo “take or pay”.

2. Las centrales con costes de generación variables superiores al precio de referencia, cuando éste sea inferior al precio del mercado diario, que sin procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro no hubieran sido seleccionadas en el mercado diario, tendrán un incentivo a realizar ofertas para resultar casadas en el mismo, y así adquirir el derecho de cobro por su posterior retirada. De esta forma estas centrales serían receptoras de una compensación por un lucro cesante inexistente (se señala que dicha estrategia no estaría exenta de riesgos, puesto que las centrales podrían al final ser despachadas en el mercado diario con pérdidas si su programa no acaba siendo reducido).
3. Las centrales con costes superiores al precio de referencia, pero inferiores al precio del mercado diario, tendrán incentivos a ofertar para ser casadas en el mercado diario, tanto en ausencia, como en presencia del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Sin embargo, en este último caso, en la remuneración de su retirada, obtendrían una compensación por encima de su lucro cesante real.
4. Finalmente, las centrales con costes de generación variables inferiores tanto al precio de referencia, como al precio del mercado, se enfrentarán a una situación en la que la compensación por la reducción de su programa es inferior al beneficio esperado en ausencia del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Ante la misma podrían alternatively intentar realizar una oferta elevada para no resultar casadas en el mercado diario y acudir al mercado intradiario si estiman que pueden obtener un beneficio superior.

Cuadro 2. Impacto del procedimiento RRGs propuesto sobre las estrategias de oferta de las centrales con alta probabilidad de verse afectadas por la reducción de programas

Relación entre precio de mercado, coste variable de generación y precio de referencia	Incentivo de la central a ofertar para resultar casada en el mercado diario		Comentarios
	SIN PROCEDIMIENTO RRGs	CON PROCEDIMIENTO RRGs	
CASO 1 Coste > PR > PMD	Ningún incentivo puesto que no cubriría costes	Ningún incentivo puesto que obtendría compensación = 0	Sería el caso de las centrales de fuelóleo que actualmente no son competitivas. Su estrategia de oferta no se vería afectada.
CASO 2 Coste > PMD > PR	Ningún incentivo puesto que no cubriría costes	Incentivo a ofertar puesto que obtendría compensación > 0	Sería el caso de las centrales de carbón y de gas de coste más alto. El cambio de estrategia de oferta sería arriesgado, puesto que tendrían que producir con pérdidas si no salieran del mercado diario. Se beneficiarían de una compensación injustificada (su lucro cesante real sería = 0).
CASO 3 PMD > Coste > PR	Incentivo a ofertar puesto que esperaría beneficio > 0	Incentivo a ofertar puesto que esperaría compensación > 0, superior a la que obtendría sin RRGs	Sería el caso de las centrales de carbón y de gas de coste intermedio. Estas centrales no alterarían su estrategia de oferta y se beneficiarían de una compensación superior a su lucro cesante real.
CASO 4 PMD > PR > Coste	Incentivo a ofertar puesto que esperaría beneficio > 0	Incentivo a ofertar, puesto que obtendría compensación > 0, pero también incentivo a participar en el intradiario para obtener beneficio al menos = (PMD-Coste)	Sería el caso de las centrales de carbón y de gas de coste más bajo. Dado que la compensación sería inferior al lucro cesante real, estas centrales podrían intentar realizar ofertas elevadas para no ser casadas en el mercado diario y luego ofertar en el intradiario (estrategia arriesgada).

Tomando en consideración las emisiones de CO₂ realizadas en el año 2008 por las instalaciones térmicas del Régimen Ordinario, así como su nivel de producción en el mismo año, se pueden identificar, de manera indicativa, las centrales que podrían, potencialmente, ver reducidos sus programas por la propuesta de Real Decreto y, por tanto, tener algún incentivo a modificar sus estrategias de oferta en el mercado diario según lo indicado anteriormente. El cuadro siguiente muestra las centrales en orden descendente de factor de emisión de CO₂, lo que implica un orden descendente de probabilidad de que tengan que bajar su producción. Las centrales con mayor probabilidad de que esto ocurra aparecen sombreadas en dicho cuadro: se han obtenido considerando todas aquellas centrales con mayor factor de emisión de CO₂ hasta alcanzar la producción máxima de 27 TWh en 2008 y añadiendo a ésta unos 4,3 TWh, puesto que dicha producción de carbón importado tendrá previsiblemente que ser realizada para resolver restricciones técnicas en la red.

No obstante, se señala que las últimas centrales de ciclo combinado de gas incluidas en la parte sombreada del listado, tienen un factor de emisión cercano a 0,4, desviándose en un porcentaje inferior al 5% con respecto al factor medio de emisión de la tecnología de ciclo combinado (0,38). Para estos casos marginales, en los cuales no se podrían clasificar las centrales sobre la base del factor de emisión, la propuesta de Real Decreto, en su Anexo I, prevé que la selección se realice atendiendo a la minimización del impacto económico asociado a la reducción de la producción de una determinada instalación.

Cuadro 3. Producción y factor de emisión de CO2 de las centrales térmicas de Régimen Ordinario en 2008

Grupo empresarial	%Propiedad	Titular	Instalacion	Tecnología	Fei 2008	Producción 2008 (GWh)	Producción acumulada 2008 (GWh)
HIDROCANTABRICO	100	HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A	C.T. ABOÑO 1	C	1,266	1.767	1.767
HIDROCANTABRICO	100	HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A	C.T. ABOÑO 2	C	1,266	3.447	5.214
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	C.T. MEIRAMA	C	1,186	263	5.477
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. LADA 3	C	1,088	294	5.771
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. LADA 4	C	1,083	439	6.211
EON	100	EON GENERACIÓN S.L	C.T. PUERTOLLANO	C	1,082	245	6.456
EON	100	EON GENERACIÓN S.L	C.T. CERCS	C	1,034	410	6.866
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. SAN ADRIAN 2	F	1,000	0	6.866
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. SAN ADRIAN 1	FG	1,000	55	6.920
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. SAN ADRIAN 3	FG	1,000	101	7.021
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. PASAJES	C	0,999	601	7.623
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	C.T. SABON 1	F	0,967	39	7.661
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	C.T. SABON 2	F	0,967	180	7.841
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. SANTURCE 1	FG	0,963	30	7.871
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. SANTURCE 2	F	0,963	6	7.877
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. LOS BARRIOS	C	0,937	1.204	9.081
EON	100	EON GENERACIÓN S.L	C.T. LOS BARRIOS	C	0,937	1.204	10.284
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 2	C	0,934	2.662	12.946
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 1	C	0,934	90	13.037
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 3	C	0,934	2.628	15.664
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. PUENTES G. RODRIGUEZ 4	C	0,934	2.143	17.807
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. LITORAL DE ALMERIA 1	C	0,901	2.316	20.123
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. LITORAL DE ALMERIA 2	C	0,901	3.230	23.353
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. ACECA 1	FG	0,897	41	23.393
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	C.T. ACECA 1	FG	0,897	41	23.434
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T. ACECA 2	F	0,857	19	23.453
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	C.T. ACECA 2	F	0,857	19	23.471
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. FOIX	FG	0,652	248	23.719
IBERDROLA	100	TARRAGONA POWER S.L	TARRAGONA POWER	CCG	0,611	1.125	24.844
GLOBAL 3	100	GLOBAL 3 COMBIS.L.U	CC PEAKER ESCATRÓN	CCG	0,546	381	25.225
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 1	CCG	0,407	511	25.736
NGS	50	NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A	CAMPO DE GIBRAL TAR - GRUPO 10	CCG	0,401	872	26.608
NGS	50	NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A	CAMPO DE GIBRAL TAR - GRUPO 20	CCG	0,401	1.010	27.618
GN-UF	50	NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A	CAMPO DE GIBRAL TAR - GRUPO 10	CCG	0,401	872	28.490
GN-UF	50	NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A	CAMPO DE GIBRAL TAR - GRUPO 20	CCG	0,401	1.010	29.500
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 2	CCG	0,399	588	30.088
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 3	CCG	0,394	2.863	32.951
IBERDROLA	100	FUERZAS ELECTRICAS DE NAVARRA, S.A	CASTEJÓN 2	CCG	0,385	832	33.782
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	CCGT ACECA GRUPO 3	CCG	0,385	1.880	35.662
IBERDROLA	100	HIDROELECTRICA IBERICA, S.L.U	CCGT SANTURCE	CCG	0,385	1.053	36.716
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	CCGT TARRAGONA	CCG	0,381	1.391	38.107
EON	100	EON GENERACIÓN S.L	CCGT TARRAGONA	CCG	0,381	1.391	39.497
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	CCGT SAN ROQUE GRUPO 1	CCG	0,376	1.810	41.308
BBE	75	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD S.L	CCGT BAHÍA DE BIZKAIA	CCG	0,374	3.428	44.735
IBERDROLA	25	BAHIA BIZKAIA ELECTRICIDAD S.L	CCGT BAHÍA DE BIZKAIA	CCG	0,374	1.143	45.878
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	CCGT SAN ROQUE GRUPO 2	CCG	0,374	2.290	48.168
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	CCGT CASTELLÓN 4	CCG	0,374	3.117	51.285
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO1)	CCG	0,373	1.027	52.312
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	C.T.C.C.PLANA DE VENT (GRUPO2)	CCG	0,373	2.110	54.422
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	CCGT CASTELLÓN 3	CCG	0,373	2.801	57.223
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	ACECA CICLO COMBINADO UNION	CCG	0,373	2.276	59.499
CASTELNOU ENERGIA	100	CASTELNOU ENERGÍA, S.L	CICLO COMBINADO CASTELNOU	CCG	0,372	3.636	63.135
HIDROCANTABRICO	100	ELÉCTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO, S.A	CASTEJÓN 1	CCG	0,372	1.781	64.916
HIDROCANTABRICO	100	ELÉCTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO, S.A	CASTEJÓN 3 (GRUPO 2)	CCG	0,372	1.488	66.405
IBERDROLA	100	IBERDROLA GENERACION S.A.U	C.T.C.C.ESCOMBRERAS	CCG	0,371	4.038	70.443
AES	100	AES ENERGIA CARTAGENA, S.R.L	EL FANGAL G3	CCG	0,370	884	71.328
AES	100	AES ENERGIA CARTAGENA, S.R.L	EL FANGAL G2	CCG	0,370	1.529	72.857
AES	100	AES ENERGIA CARTAGENA, S.R.L	EL FANGAL G1	CCG	0,370	1.618	74.475
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	CCGT BESOS 3	CCG	0,370	2.510	76.985
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	CCGT BESOS 4	CCG	0,370	2.121	79.106
EON	100	EON GENERACIÓN S.L	CC ESCATRON 3	CCG	0,368	1.855	80.961
BBE	100	BIZKAIA ENERGIA, S.L	AMOREBIETA	CCG	0,368	3.078	84.039
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	ARRUBAL GRUPO 1	CCG	0,366	1.905	85.944
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	ARRUBAL GRUPO 2	CCG	0,366	1.661	87.605
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	C.T. CRISTOBAL COLON 4	CCG	0,364	2.440	90.045
ENDESA	100	ENDESA GENERACION, S.A	CC AS PONTES GARCIA RODRIGUEZ G5	CCG	0,363	3.580	93.625
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	CC SABON G3	CCG	0,362	1.374	94.999
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	CC SAGUNTO GRUPO 1	CCG	0,362	1.234	96.232
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	CC SAGUNTO GRUPO 2	CCG	0,362	1.415	97.647
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	CC SAGUNTO GRUPO 3	CCG	0,362	1.807	99.454
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 3	CCG	0,360	2.164	101.618
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 1	CCG	0,360	2.365	103.983
GN-UF	100	UNION FENOSA GENERACIÓN S.A	PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 2	CCG	0,360	2.047	106.030
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	CARTAGENA 2	CCG	0,360	2.343	108.374
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	CARTAGENA 3	CCG	0,360	2.251	110.625
GN-UF	100	GAS NATURAL SDG, S.A	CARTAGENA 1	CCG	0,360	2.065	112.690

Fuente: CNE.

Nota: el factor de emisión FEi se ha calculado para cada central dividiendo el total de emisiones de CO2 de 2008 por la producción realizada en el mismo año.

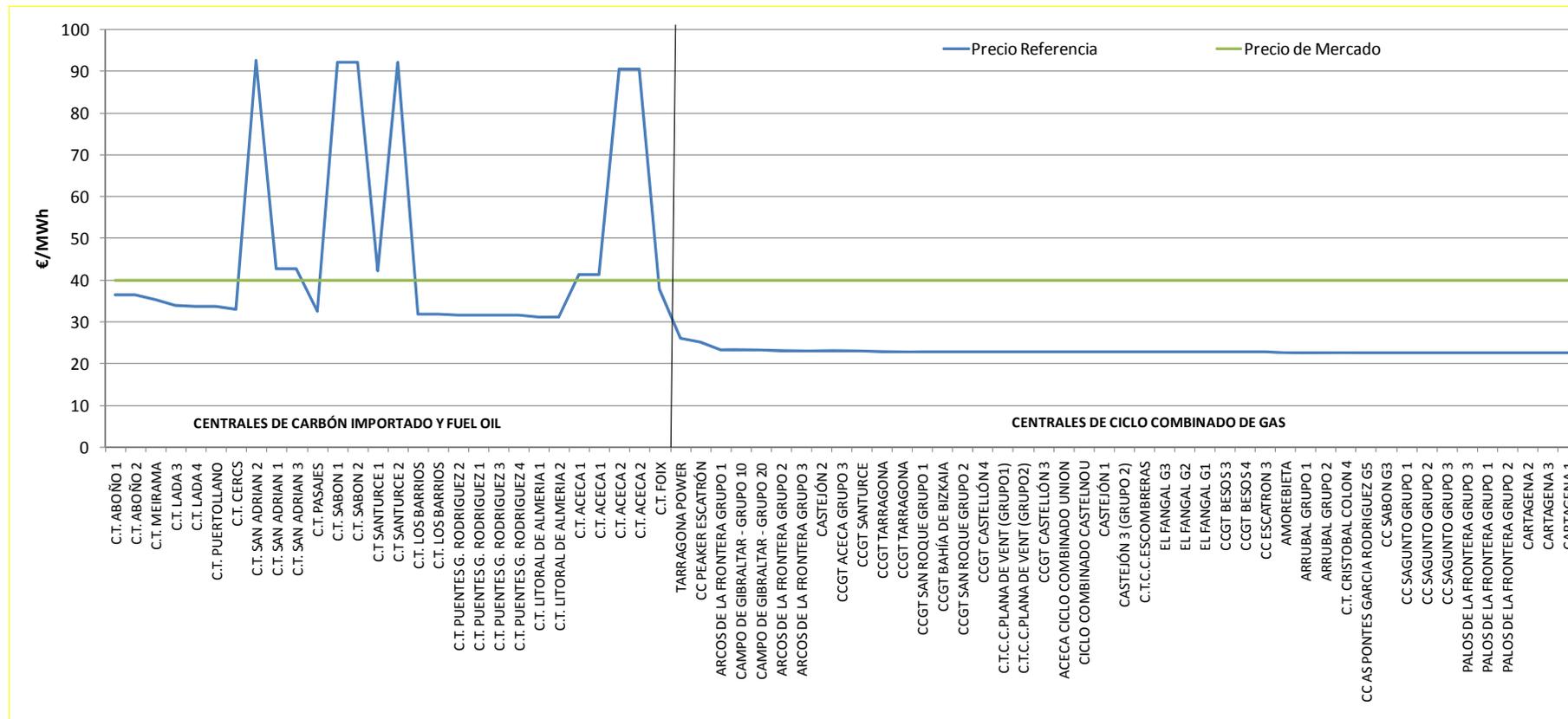
De acuerdo con la información histórica del cuadro anterior tanto las centrales de carbón importado, como las centrales de ciclo combinado podrían ver alterada su producción (el impacto sería limitado o casi inexistente para las centrales de fuel oil, cuyo coste variable no es competitivo y que también aparecen en el cuadro, pero con producciones muy reducidas, esencialmente asociadas a la resolución de restricciones técnicas). Los grupos empresariales principalmente afectados, debido al factor de emisión de sus centrales, serían ENDESA, en primer lugar, e IBERDROLA, HIDROCANTÁBRICO, E.ON, GAS NATURAL-UNIÓN FENOSA, NUEVA GENERADORA DEL SUR, EON y GLOBAL 3 en menor medida. En lo que concierne a las centrales de ciclo combinado de gas, el grupo GAS NATURAL-UNIÓN FENOSA parece verse afectado de manera más limitada, dado que la mayoría de sus centrales de ciclo combinado de gas tenían en 2008 un factor de emisión más bajo que los de las demás centrales. En cualquier caso, la probabilidad de que una determinada instalación de ciclo combinado de gas, con un factor de emisión inferior a 0,4, vea reducido su programa dependerá también de la aplicación del criterio de minimización del impacto económico previsto por el Anexo I de la propuesta de Real Decreto.

Finalmente, a efectos de realizar un contraste empírico indicativo de los casos teóricos analizados anteriormente se ha considerado el escenario hipotético de un precio del mercado diario (PMD) de 40 €/MWh y se ha calculado el precio de referencia PRic de acuerdo con lo establecido en la propuesta de Real Decreto². El gráfico siguiente muestra que, con la excepción de las centrales de fuel oil, cuyo coste no es actualmente competitivo, la casi totalidad de las centrales potencialmente retiradas” se enfrentarían a una situación en la cual el precio del mercado diario estaría por encima del precio de referencia, siendo en principio posibles todos los casos 2, 3 y 4 identificados en el punto 5.1, en los cuales las empresas tendrían incentivos a modificar sus estrategias de oferta.

La definición exacta de cada caso es compleja, puesto que depende del coste variable de generación real de cada instalación, que no es directamente observable y puede estar por encima o por debajo del precio de referencia. No obstante, se observa que, si el coste variable fuera más elevado que el precio de referencia, bajo los supuestos considerados de PMD y PRic, existiría actualmente un margen no despreciable entre precio de mercado y precio de referencia para cubrir los costes no incluidos en PRic: en el caso de las centrales de carbón importado, este margen sería del orden del 10-20%, mientras para las centrales de ciclo combinado de gas superaría el 40%.

² El valor de PRic se ha estimado utilizando las cotizaciones spot de octubre de 2009 de los precios de los combustibles (fuel oil, carbón y gas natural) y de los derechos de CO2 en los mercados internacionales indicados en la propuesta de Real Decreto. Este valor no incluye el margen comercial unitario *mi* y considera *ai* igual a la unidad.

Gráfico 2 Comparación entre precio de referencia de las centrales potencialmente retiradas y precio del mercado diario (escenario hipotético PMD=40 €/MWh)



Fuente: CNE y propuesta de Real Decreto.

5.2 Impacto en el nivel de funcionamiento de las tecnologías

La imposición del consumo de carbón autóctono alterará considerablemente el régimen de funcionamiento de otras tecnologías de generación eléctrica frente a la situación actual. En primer lugar, el resto de centrales de carbón que no están incluidas en el anexo II del procedimiento de garantía del suministro dejarán de ser despachadas prácticamente a partir de 2010, al ser las primeras en el orden de mérito de emisión de CO₂, independientemente de la cotización del carbón en los mercados internacionales. En segundo lugar, los ciclos combinados se podrán ver afectados en mayor o menor medida en función de la evolución de la demanda, de la relación de los precios relativos del carbón y del gas natural y de la evolución de la energía generada en régimen especial. Por otra parte, el despacho continuo de centrales de carbón, teniendo en cuenta su mayor rigidez frente a los ciclos combinados podría dificultar en algunas horas la incorporación de la totalidad de las energías renovables.

De acuerdo con el balance eléctrico registrado en 2008 y el previsto de cierre de 2009, y teniendo en cuenta una relación de orden de mérito de carbón y del ciclo combinado en línea con la registrada en 2009, la producción esperada de carbón importado podría situarse en el entorno de los 25 TWh en 2010. De estos, unos 4,3 TWh tienen que resultar despachados necesariamente para resolver restricciones técnicas en la red³, por lo que el número de horas en las que sería necesario retirar ciclos combinados para incorporar la producción de 27 TWh de centrales de carbón autóctono podría ser significativo.

Cuadro 4. Balance eléctrico 2008 y 2009

Balance eléctrico (GWh)	2008	2009 (año móvil a oct 2009)
Hidráulica	21.428	22.875
Nuclear	58.973	53.814
Carbón afectado RD	19.547	13.778
Resto carbón	26.728	25.036
Fuel/gas	2.378	2.178
Ciclo combinado	91.286	79.155
Régimen ordinario	220.340	198.837
Consumos de generación	-8.338	-7.379
Régimen especial	67.649	73.426
Generación neta	279.651	264.884
Consumos de bombeo	-3.731	-3.743
Intercambios internacionales	-11.040	-8.636
Demanda en barras de central	264.880	252.505

Fuente REE y elaboración propia

³ En el primer semestre de 2009, el 30% de la producción de las centrales de carbón no incluidas en el anexo II ha resultado limitada en el proceso de restricciones técnicas, de forma que no puede reducirse su programa por criterios de seguridad.

Si por otro lado, el orden de mérito se alterara y el carbón de importación no resultara casado en el mercado diario, la incorporación de 27 TWh procedentes de centrales de carbón autóctono supondría el desplazamiento de al menos unos 23 TWh de producción de ciclos combinados (deducidos los 4,3 TWh de carbón de importación necesarios por seguridad de la red). Esta cantidad representa alrededor del 30% de la producción con gas prevista para 2010, por lo que la medida podría tener una importante implicación sobre los contratos “take or pay” de suministro de gas.

5.3 Impacto sobre el sector del gas

Conforme a lo señalado por algunos miembros del Consejo Consultivo en sus alegaciones, la medida propuesta introduce perturbaciones en los mercados gasistas, debido al impacto que tendrá en el suministro de gas para la generación de electricidad, con los siguientes efectos:

- Se puede reducir considerablemente la demanda de gas destinada a los ciclos combinados.
- Las implicaciones pueden afectar al conjunto del mercado del gas respecto a las obligaciones de los contratos de suministro y de los accesos a la red de gas, así como otros aspectos de la gestión de las centrales como los contratos de mantenimiento de las turbinas.
- La disminución de la demanda puede afectar al régimen económico del sector del gas, ya que puede requerir incrementar los peajes para mantener la recaudación necesaria para la retribución de las actividades reguladas.

En relación con el mecanismo propuesto para realizar las compensaciones económicas a las centrales que son retiradas para equilibrar la entrada del carbón autóctono, se destacan los efectos descritos a continuación.

5.3.1 Impacto en el tipo de los contratos de suministro de combustibles

En el caso de que los valores de emisión de CO₂ de las instalaciones retirables estén en un rango inferior al 5% de desviación con respecto a la media por tecnología, se tendrá en cuenta el criterio de minimización del impacto económico en el sistema en la priorización de la reducción de los programas para la solución de los desequilibrios entre producción y demanda. Si esta reducción de programación fuera significativa en el caso de los ciclos combinados, este criterio de minimización del impacto económico, podría introducir un incentivo (a medio-largo plazo) a establecer contratos que tuvieran un coste de ruptura mayor (parámetro m_i del anexo III), y por tanto menos flexibles y menos eficientes, con el

fin de no resultar retirados. Esto podría provocar un funcionamiento de los ciclos combinados más rígido, lo que llevaría a un funcionamiento más ineficiente del sistema en su conjunto, particularmente ante la creciente presencia de las energías renovables que ya han llegado a participar, en algunas horas con un porcentaje del 50% sobre el total de la producción.

5.3.2 Impacto de las compensaciones económicas derivadas de la existencia de contratos “take or pay”

La inclusión de una compensación económica, derivada de la existencia de contratos de gas de compra garantizada “take or pay” como derechos de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido, plantea los siguientes problemas que pueden hacer inviable su cálculo:

1. No es posible calcular *ex-ante* la disminución de demanda de gas natural en una central para 2010. Por consiguiente, no se puede calcular si esta disminución podría llegar a superar el margen de flexibilidad de un contrato de aprovisionamiento y hacer incurrir en penalizaciones “take or pay” por falta de retirada de gas.
2. Además, no basta con examinar un contrato concreto de aprovisionamiento, sino que habría que calcular el efecto de la reducción de demanda en el conjunto de contratos de un comercializador. En este sentido, la diversidad y número de contratos pueden hacer inviable el mencionado análisis.
3. En general, los comercializadores de gas gestionan sus aprovisionamientos internacionales de manera global, en particular los aprovisionamientos de GNL. La disminución de las entregas en un mercado se puede compensar con el aumento de las mismas en otro mercado, evitando así el pago de la penalización “take or pay”.
4. El proyecto de Real Decreto no valora el precio del gas a precio de coste para el comercializador de gas (que dependerá de sus contratos de aprovisionamiento a largo plazo), sino que se valora a coste de oportunidad, al referenciarlo al coste del mercado spot del NBP. Sin embargo, este precio no tiene por qué ser representativo del precio del gas de los contratos, tradicionalmente asociado al precio del mercado del petróleo. Y, en consecuencia, puede provocar pérdidas o ganancias ilógicas en las comercializadoras afectadas.

5.4 Implicación medioambiental

En el caso de que la introducción en el despacho de centrales de carbón autóctono reemplace el funcionamiento de centrales de carbón de importación, el impacto medioambiental no sería significativo en cuanto a las emisiones de CO₂, ya que al ser similar el rendimiento de ambos tipos de central y el contenido de carbono de ambos tipos de carbón, las emisiones específicas⁴ de CO₂ de ambos colectivos se encuentran en el mismo nivel. Por el contrario, si su introducción supusiera el desplazamiento de centrales de ciclo combinado, entonces, el impacto de la medida supondría que las emisiones correspondientes a la energía desplazada se multiplicarían por 2,5, por lo que si se produjera un cambio completo en el orden de mérito económico, y toda la introducción de carbón autóctono de acuerdo con el anexo II reemplazara centrales de ciclo combinado, las emisiones del sector eléctrico en España se podrían llegar a incrementar en un 20%.

En cuanto a los contaminantes atmosféricos emitidos por las centrales térmicas, las emisiones específicas de SO₂, partículas y de NO_x son en general superiores en el caso de las centrales que consumen carbón autóctono. Aparte de los electrofiltros existentes, cabe señalar que como consecuencia de la Directiva de limitación de emisiones en Grandes Instalaciones de Combustión, la mayor parte de las empresas han hecho inversiones en equipos de desulfuración y en medidas primarias para la reducción de las emisiones de NO_x, por lo que ya en 2008 se ha disminuido significativamente el impacto medioambiental del consumo de carbón autóctono, por lo que la sustitución en su caso, de carbón de importación carbón de importación no tendría un impacto significativo. Por último, de la misma forma que en el CO₂, si la introducción del procedimiento supusiera el desplazamiento completo de centrales de ciclo combinado el impacto en las emisiones de SO₂ y partículas sería muy significativo.

5.5 Implicaciones sobre el mercado minorista de electricidad

El coste correspondiente a la solución de desequilibrios entre producción y demanda derivados de las compensaciones por lucro cesante a las centrales que son retiradas, conforme a lo establecido en el anexo III de la propuesta, es financiado por los titulares de unidades de adquisición en proporción a sus consumos medidos. Esto supone que los comercializadores se enfrentan a un nuevo coste no previsto cuando se formalizaron sus contratos de suministros vigentes. De acuerdo con las alegaciones de algunos miembros del Consejo Consultivo, el resultado esperado es que no consigan trasladar estos costes a los contratos vigentes, por lo que sean finalmente los comercializadores quienes absorban en sus cuentas de resultados el coste de la medida introducida.

⁴ Las emisiones específicas medias ponderadas correspondientes a las centrales del anexo II de acuerdo a las emisiones verificadas de 2007 fueron de 1.004 gr/kWh mientras que las del resto de centrales fueron de 1.036 gr/kWh. En 2008, este factor de las centrales del anexo II fue 1.015 y el del resto fue de 1.016 gr/kWh.

6. MEJORAS A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

Se proponen a continuación una serie de medidas que sería necesario introducir en la propuesta de Real Decreto, con el fin de minimizar los impactos enumerados en el apartado anterior.

6.1 Reducir las producciones que figuran en el Anexo II del RD.

Las producciones del Anexo II del borrador de Real Decreto son superiores a las correspondientes a los consumos establecidos en el cuadro nº 6 del Plan de la Minería. Si bien, la Propuesta no justifica dichas cantidades, se entiende que están calculadas incluyendo no sólo los compromisos de dicho Plan, sino también el consumo del mix con carbón de importación necesario para el correcto funcionamiento técnico de las centrales, el cumplimiento de los compromisos medioambientales y el consumo del stock almacenado a día de hoy.

Adicionalmente, en cuanto a los compromisos del Plan de la Minería, dado que en la exposición de motivos de la Propuesta se alude al carácter estratégico del combustible autóctono, la explotación de la minería afectada por el cambio regulatorio que se propone, debería enfocarse únicamente al mantenimiento de la actividad subterránea, dado que en esta modalidad es crítica la continuidad de la misma, dejando en suspenso la producción de carbón a cielo abierto. Esta medida permitiría el doble objetivo de minimización de los efectos y costes y, al mismo tiempo, el alargamiento de la vida de las reservas del carbón a cielo abierto. Dichas reservas constituirían una opción estratégica real en el caso de indisponibilidad de largo plazo en las importaciones de otros combustibles.

Por ello, se propone que las producciones que figuren en el Anexo II sean estrictamente las correspondientes al Plan del Carbón, minoradas en las producciones a cielo abierto. Es decir, la producción de carbón autóctono con destino a la generación eléctrica no debería superar, en las actuales condiciones de mercado, los 6 Mt/año. En este sentido, el anexo II debería especificar las cantidades anuales equivalentes al carbón de origen subterráneo correspondientes para el periodo 2010-2012.

En cuanto al stock de carbón autóctono existente en la actualidad, su consumo debería laminarse en el tiempo de tal forma que el impacto para el sector eléctrico fuera lo más reducido posible. Para ello, sería necesario plantear una solución temporal al almacenamiento del carbón autóctono existente hoy en día en las centrales, en línea con la ya adoptada por el Gobierno y en la que los costes financieros son repercutidos a la empresa pública Hunosa.

Por otra parte, el mix con carbón de importación considerado a la hora de establecer las cantidades máximas del anexo II debería reducirse al mínimo técnico necesario para garantizar el cumplimiento de los compromisos técnicos y medioambientales de cada central, que previa justificación de cada una de ellas, serían establecidas en el propio Real Decreto.

Adicionalmente, se debe clarificar en la Propuesta si las cantidades de producción son brutas o netas, si son las mismas para todos los años, si se pierde la retribución en caso de no alcanzar las producciones anuales a causa de indisponibilidades no programadas, o si las cantidades no consumidas respecto del valor máximo anual pueden trasladarse a otros años.

En el Plan de la Minería aparecen cifras orientativas sobre la previsión del consumo de carbón de cada central en el horizonte del Plan. En este sentido en el anexo II no se recogen todas las centrales que aparecen en dicho Plan, por lo que se deberían indicar los criterios seguidos para la selección de unas determinadas centrales⁵.

Según lo anterior, si se ampliaran los plazos de consumo del stock actual hasta 2017, la producción máxima a la que se hace referencia en el anexo II de las centrales de carbón autóctono de 27 TWh anuales podría pasar a 22 TWh, cuestiones que son indicadas asimismo por algún miembro del Consejo Consultivo en sus alegaciones. Si sólo se considerara el consumo de carbón autóctono procedente de la actividad subterránea, esta cantidad podría reducirse aún más, a 14 TWh anuales. De acuerdo con lo analizado en el apartado 5.2, la consideración de este nivel de producción podría llegar a evitar el desplazamiento de centrales de ciclo combinado, lo que redundaría en la minimización de los problemas ambientales ya que la sustitución se produciría entre centrales igualmente emisoras de CO₂, carbón autóctono y carbón de importación. Además, se mitigaría el impacto de las estrategias analizadas en el apartado 5.1. Adicionalmente, el coste para el consumidor de esta medida regulatoria se atenuaría en gran medida, facilitándose así la solución del problema.

6.2 Determinar el precio de la retribución que figura en el Anexo II del Real Decreto

Esta Comisión desconoce los componentes de coste que han sido utilizados para la determinación de los precios incluidos en el anexo II de la Propuesta de Real Decreto, por lo que deberían clarificarse.

⁵ No se han considerado las centrales de Serchs, Elcogas y Puertollano que también son consumidoras de carbón autóctono. Se señala que Serchs no ha producido electricidad desde noviembre de 2008.

De las informaciones que obran en poder de la Comisión, se considera que los precios del citado Anexo podrían ser excesivos.⁶

Asimismo, se observa una disfunción entre lo establecido en el art. 2.2. de la Propuesta de Real Decreto, que alude a cantidades y precios del carbón, y lo establecido en el anexo II, que alude a cantidades y precios de energía eléctrica producida; lo que debería clarificarse máxime cuando esta cuestión será objeto de supervisión por parte de la CNE y de Mityc.

Para cada una de las centrales debería especificarse la composición de la mezcla de carbón autóctono y carbón de importación que se ha considerado, sus precios y el de descarga en el puerto más cercano a la central y el del transporte, así como el resto de componentes necesarios para determinar el precio final de la energía: rendimiento medio y factor de carga del grupo o grupos que componen la central, las emisiones específicas de cada grupo, el precio de referencia del CO₂, los costes variables de operación y mantenimiento y los márgenes considerados, en su caso. Todo ello habida cuenta de que las centrales listadas en el Anexo II han culminado el plan de negocio bajo el cual las empresas eléctricas propietarias tomaron, en el marco de diferentes modelos retributivos basados en costes reconocidos, la correspondiente decisión de inversión, cuestión que permite regular sus precios, exclusivamente, sobre la base de sus costes variables o de funcionamiento.

⁶ Estimación de coste variable de producción de las centrales de carbón autóctono y la retribución establecida en el Anexo II

central	Estimación Coste variable €/MWh	Precio Retribución Anexo II Propuesta €/MWh
ANLLARES	42,61	56,21
COMPOSTILLA	41,66	57,89
ESCUCHA	49,34	47,76
GUARDO	42,04	61,01
LA ROBLA	41,60	61,02
NARCEA	40,39	61,56
PUENTENUEVO	43,47	63,12
SOTO DE RIBERA	36,51	59,69
TERUEL	43,59	47,76

Fuente: Propuesta de Real Decreto y CNE

Nota: El coste de combustible se ha calculado teniendo en cuenta que los contratos de suministro de carbón autóctono están referenciados al carbón de importación, de acuerdo con el Plan de la Minería

Se ha tomado como precio del carbón de importación 69\$/t (Precio medio 2009 carbón ARA) y el tipo de cambio del mismo periodo 1,38 \$/€

Se ha tomado como precio del derecho de emisión el futuro medio de los últimos 20 días disponibles a 31 de octubre con entrega en 2010 de 14,6 €/t

Se ha considerado el PCI establecido en el anexo II para el carbón de importación

Se ha considerado el rendimiento a un 85% de carga según parámetros técnicos de cada central y un coste de O&M variable según referencias técnicas

Se ha considerado un coste de transporte del carbón a la central que incluye los costes de puerto (mermas, tasas, carga y descarga, financieros y varios) y el transporte desde el puerto más cercano a la central

El Plan de la Minería recoge que las ayudas no permitirán precios de venta del carbón inferiores a los del mercado internacional. Con el fin de ajustarse a dichos requisitos, históricamente se han calculado las ayudas otorgadas a explotación minera como diferencia entre sus costes de producción y el precio de venta que corresponde a la cotización del carbón de importación puesto en central.

Según lo anterior, resulta necesario que la retribución de las centrales del anexo II se encuentre indexada a cotización del carbón de importación, o al menos incorpore revisiones periódicas de acuerdo con las variaciones de dicha cotización.

Adicionalmente, los precios del anexo deberían incorporar el coste del transporte de carbón a la central desde el puerto más cercano. Así, por ejemplo no parece coherente que se propongan en el anexo II precios más elevados en las centrales próximas a la costa (Soto de Ribera y Narcea) que en centrales del interior de la península (Teruel y Escucha).

Esta Comisión considera que toda la producción, implícita en las cantidades consideradas en el Anexo II, independientemente de si se trata de carbón autóctono o de carbón de importación, debería estar indexada o revisada de acuerdo con la evolución del precio del carbón de importación. Algunos miembros del Consejo Consultivo manifiestan en sus alegaciones su acuerdo con esta consideración.

Por otra parte, se hace referencia en el artículo 2 de la Propuesta a que el pago del anexo II estará condicionado a la presentación de una carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012, por parte de los titulares de las centrales, previamente aceptada por cada uno de los suministradores. Esta Comisión considera que para poder supervisar la adecuación de los precios del anexo II a sus costes, resulta necesario que se presenten los contratos establecidos hasta 2012, en lugar de una carta de compromiso.

6.3 Modificar el procedimiento de reducción de valores programados del anexo III

El apartado cuarto.3 del anexo I define los criterios para la reducción de los valores programados en función de los niveles de emisión de CO₂, minimizando así el impacto medioambiental del Real Decreto.

Se propone establecer un sistema de ofertas para la tecnología de ciclos combinados de gas natural, similar al de la fase de recuadre de generación-demanda del proceso de restricciones técnicas, donde sean los agentes quienes pongan en valor el coste de no resultar despachado, para evitar la complicación asociada al cálculo del precio de referencia (coeficiente *m*) en relación a la existencia de contratos “take or pay”.

También para las centrales de carbón cabría plantearse un sistema similar siempre que se pudiera establecer el precio de referencia fijado en el anexo III como precio máximo de sus ofertas. Si no se estableciera un precio máximo, en las situaciones en las que se conociera a priori que todos los programas de las centrales de carbón iban a resultar retirados, el precio de sus ofertas podría resultar muy superior a su lucro cesante real.

6.4 Revisar las fórmulas del Anexo III

En el derecho de cobro del servicio prestado por la central i RS_i , se debería incluir en el precio de referencia, además del coste del combustible, el coste de operación y mantenimiento variable y el coste del transporte del carbón a la central en el caso de las centrales de carbón, o el peaje variable en el caso de los ciclos combinados; con el objetivo de que el lucro cesante reconocido sea más cercano al real.

De una forma más específica, señalar que se determinan unos derechos de cobro basados en todos los grupos de una central sobre la base de la diferencia entre el precio del mercado diario (PMD $_j$) y el precio de referencia del combustible c utilizado en el grupo generador i (PR_{ic}). La fórmula propuesta para el cálculo de PR_{ic} es la siguiente:

$$PR_{ic} = a_i * PR_{ip} + PR_{icO_2}$$

En esta fórmula se deben realizar las siguientes observaciones:

- Si con a_i se quiere representar al porcentaje en termias de PCI del combustible i durante un periodo determinado, así se debe quedar establecido, en lugar de expresarlo como “parámetro de la central i que representa la posible mezcla de combustibles”. En este caso, la fórmula general debería llevar antes de la multiplicación $a_i * PR_{ip}$ el símbolo del “sumatorio” Σ .
- Con PR_{ip} se quiere determinar el precio de referencia del producto p aplicable a la central i , equivalente al precio de la electricidad producida con el combustible p en un grupo de la misma. Sin embargo, la fórmula de su determinación resulta errónea en la propuesta. Por una parte, en lugar del factor 1.160 debería utilizarse su inverso es decir, 860, y por otro, el rendimiento Re_i del grupo debe dividir a la expresión del precio. A continuación se expresa la ecuación que debería establecerse en el Anexo III⁷:

$$PR_{ip} = P_p / (C_{\$/\text{€}} * PCI) * 860 / Re_i$$

⁷ En ecuación de dimensiones resulta la siguiente expresión llamando “o” al output e “i” al input:
 $[\text{€/MWh}]_o = [\$/\text{t}]_i / ([\$/\text{€}] * [\text{th}/\text{t}]_i * [\text{th}/\text{MWh}] / [\text{MWh}_o / \text{MWh}_i]$

- c) Con respecto a PR_{iCO_2} señalar que han de calcularse conforme a la cotización media del CO₂ y del factor de emisión FE_i de la instalación determinado en toneladas equivalentes de CO₂ por MWh generado neto. En este sentido, se han de realizar dos precisiones: Por una parte, las emisiones de CO₂ las centrales verificadas y registradas en el registro RENADE dependiente del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino no corresponden a emisiones equivalentes de CO₂, sino a emisiones de CO₂. Por otra, una vez definido el factor de emisión FE_i, se debería clarificar en todo el texto de la Propuesta de RD y en sus Anexos, que la reducción de programas debe realizarse “siguiendo un orden de mérito descendente del factor de emisión FE_i”, en lugar de emplear la expresión “nivel de emisión de CO₂”, dado que ésta puede referirse tanto a cantidades absolutas como a cantidades relativas.
- d) Con respecto a la revisión de los parámetros PR_{ip} y PR_{iCO_2} se propone una actualización con una mayor periodicidad que la semestral incluida en la Propuesta, al objeto de que se incorpore adecuadamente en el cálculo de la compensación por resultar desplazados la evolución de los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

6.5 Modificar el criterio de traslado del coste al cliente final.

Se considera que el coste de este proceso debe trasladarse a la demanda como un pago por capacidad y no como servicio de ajuste, ya que la mayoría de los contratos firmados con clientes por las comercializadoras contienen un precio fijo que ya incluye una estimación de los servicios de ajuste que existían en el momento de su firma. Si estos nuevos costes se incluyen dentro de los servicios de ajustes no podrán ser trasladados por las comercializadoras al cliente final y serían asumidos por los comercializadores. Por el contrario, si se tratase de un concepto regulado sí podrían trasladarse.

Por otra parte, se ha de señalar que actualmente la TUR se calcula con el coste medio de los servicios de ajuste del año anterior. En el caso de que se opte por no repercutir el coste total de la Propuesta en el pago por capacidad, sería necesario modificar la metodología de cálculo de la TUR con el fin de incluir en ella todos los costes derivados del nuevo servicio de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro.

En cualquier caso cabe señalar, por una parte, la dificultad en la estimación ex ante de dicho concepto de coste como precio regulado y, por otra parte, el impacto de los pagos que debe realizar el consumidor, lo que se analiza en detalle en el epígrafe 7 del presente informe.

6.6 Establecer las condiciones para la participación en el mercado intradiario y en otros mercados de ajuste

La Propuesta indica que las unidades que reducen programa “no podrán ofertar en los mercados intradiarios las cantidades reducidas”, y que el posible incumplimiento de esta limitación conllevará la pérdida de derecho a participar en la resolución de restricciones por garantía de suministro. Esta Comisión considera que debería permitirse a estas unidades la posibilidad de participar en el intradiario, así como en otros mercados de ajuste, siempre que esta participación suponga la pérdida de la compensación obtenida en el proceso de desequilibrio de resolución de restricciones por garantía de suministro asociada a la cantidad de energía incrementada. De esta forma el coste para el sistema sería menor que si se prohíbe esta práctica y no se privaría de liquidez a estos mercados.

Por otra parte, cabría señalar la existencia de centrales que completan habitualmente su programa a plena carga en el mercado intradiario una vez que han sido programadas por restricciones técnicas. Esta situación permitiría que estas instalaciones eludieran el proceso de desequilibrio generación-demanda al no resultar despachadas en el mercado diario, pero obtendrían un funcionamiento a plena carga posteriormente en el mercado intradiario, y una retribución más elevada por su participación en restricciones técnicas.

En este sentido, con el fin de evitar posibles exclusiones de los agentes del mercado diario se propone que en el caso de que una instalación haya resultado programada por restricciones técnicas o por restricciones por garantía de suministro, y posteriormente acuda a aumentar su programa en el mercado intradiario, la retribución correspondiente a toda la producción de esa hora sea valorada al precio del mercado intradiario.

6.7 Concretar criterios para la elaboración del Plan de funcionamiento de las centrales de Carbón Autóctono

La propuesta de Real Decreto indica que “Antes de las 14:00 horas de cada jueves, el OS establecerá un plan de funcionamiento para la semana eléctrica inmediata siguiente”, sin añadir ningún criterio concreto acerca de la elaboración de dicho plan.

Resulta necesario, con objeto de introducir transparencia en el proceso y en las actuaciones del operador del sistema, que se defina en el procedimiento del anexo I, los criterios que serán de aplicación en la elaboración del citado plan.

Dado que sólo los agentes gestores de las instalaciones son los concedores de la situación de las plantas y los que tienen los compromisos de adquisición, es necesario que esos programas sean elaborados teniendo en cuenta sus indicaciones para poder recoger los problemas técnicos propios de la explotación de estas centrales. Por tanto se propone que los agentes propietarios hagan una propuesta inicial, y que ésta sea aceptada por el OS siempre que respete las limitaciones del Real Decreto y que no

ocasiona restricciones técnicas. En caso contrario, el OS realizará las modificaciones mínimas necesarias que hagan que la propuesta respete ambas limitaciones. El plan de funcionamiento no deberá ser comunicado a los agentes con el fin de reducir las posibles estrategias descritas en el apartado 5. Así, de la misma forma que sucede con las restricciones técnicas o el volumen de energía del régimen especial, para ofertar al mercado diario, no es preciso conocer la energía que va a ser gestionada en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Asimismo, se indica que estos planes semanales se elaborarán de forma que el consumo de carbón autóctono anual no supere las cantidades apuntadas en el Plan de la Minería. Dado que los titulares de las instalaciones tienen que presentar cartas de compromiso ante la CNE garantizando la compra de las cantidades y precios del anexo II, resultaría necesario recoger en el Real Decreto que estos planes deberían exigir, no sólo que no se superen las cantidades del Plan de la Minería, sino también que se garantice su cumplimiento. En otro caso, las instalaciones no tendrían garantizada la venta de sus compras de carbón autóctono.

6.8 Evitar la reducción de la eficiencia energética y el impacto en la actividad de otros sectores

La propuesta de Real Decreto establece que “La reducción de los programas de estas instalaciones de producción se efectuará teniendo en cuenta el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO₂ de las distintas instalaciones de producción,...”. De acuerdo con este criterio, la reducción de programas podría afectar a aquellas instalaciones que proveen vapor a instalaciones industriales o que utilizan gases siderúrgicos procedentes de otros procesos como combustible, por lo que se estaría causando una pérdida de eficiencia energética y medioambiental en el sistema.

La cogeneración constituye un sistema eficiente de producción simultánea de calor y electricidad. El calor producido en un proceso de cogeneración debe satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración⁸ que, de no haberse recurrido a dicho proceso, se hubiera satisfecho mediante cualquier otro medio. Por lo tanto, la cogeneración se justifica en la medida en que el calor se produce de forma energéticamente eficiente para ser usado en una instalación industrial o del sector servicios.

En España existen instalaciones de cogeneración en lo que se denomina el régimen especial (con potencias no superiores a 50 MW, con retribuciones asociadas a primas o

⁸ Directiva 2004/08 CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de febrero de 2004

tarifas reguladas) pero también en el régimen ordinario (con potencias superiores a 50 MW, que tienen retribuciones derivadas del mercado y en ocasiones -cuando la potencia no supera los 100 MW- perciben además primas reguladas).

La Propuesta de Real Decreto deja fuera de su ámbito a las instalaciones de producción en régimen especial. Sin embargo, no excluye a ninguna instalación de cogeneración de régimen ordinario.

La posible reducción de los programas de la cogeneración en régimen ordinario puede ser contraproducente para la industria asociada, para la propia instalación y para la eficiencia energética.

Por su parte, la cogeneración sería la primera tecnología en ser retirada ya que, para un mismo combustible sus emisiones específicas de CO₂ de la cogeneración resultan superiores. La cogeneración al tener que producir electricidad y calor útil consume más energía primaria por kWh producido que una instalación convencional de la misma potencia que consuma el mismo tipo de combustible.

Por otra parte, se ha de señalar que en el caso de tener que reducir el programa de la cogeneración, no sería adecuada la fórmula del Anexo III de cálculo de la compensación, dado que los rendimientos propuestos no corresponden con los rendimientos eléctricos equivalentes asociados a las distintas tecnologías de cogeneración, por lo que su lucro cesante se vería impropiaamente reducido.

Por todo ello, se propone no incluir este tipo de instalaciones en el proceso de solución de desequilibrios entre producción y demanda, al igual que quedan excluidas las instalaciones de régimen especial.

6.9 Revisar el tratamiento de las emisiones de CO₂

En el punto cuarto.3 del anexo I se indica que la CNE supervisará los valores de emisión de CO₂ de cada una de las instalaciones térmicas de producción, comunicados por los sujetos titulares de las mismas.

Independientemente de esta tarea de supervisión de la CNE, para la utilización de los valores de las emisiones que se apliquen en la metodología propuesta, se considera más sencillo, transparente y objetivo tomar como referencia los valores de emisiones verificados y las medidas de energía neta producida correspondientes al último ejercicio publicado.

6.10 Integrar el proceso de restricciones técnicas y el de restricciones por garantía de suministro

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro se enmarca en un ámbito regulatorio estrechamente ligado al de las restricciones técnicas. El texto de la propuesta de real decreto se refiere en múltiples ocasiones al procedimiento de resolución de restricciones técnicas, y establece una resolución alternada de las distintas fases de cada uno de estos procesos. Tras la publicación del Programa Base de Funcionamiento, se incrementan los programas de ciertas centrales por garantía de suministro, se determinan las restricciones técnicas y a continuación se realiza el recuadre de la generación alterada por ambos procedimientos. No obstante, ya durante el primer proceso, se tiene en cuenta la afección a las restricciones técnicas: respetando limitaciones de seguridad, descartando incrementos previstos que puedan producir futuras restricciones, etc.

Respecto a las fases de recuadre, la propuesta no especifica claramente el orden y/o relación entre la fase 2 de las restricciones por garantía de suministro y la de las restricciones técnicas, si bien parece entenderse que se resolverían en el orden indicado. Este dato es importante porque el efecto final de ambos recuadres es el mismo (la reducción de programas de energía) y afecta a las mismas instalaciones (las programadas en el PBF) aunque el orden de mérito sea diferente en ambos procesos (uno basado en nivel de emisiones y el otro en ofertas económicas específicas).

La estrecha relación e interacción entre los dos procesos de restricciones descritas en los párrafos anteriores dan lugar a dos conflictos, uno de tipo regulatorio y el otro de asimetría retributiva.

Conflicto regulatorio

No parece coherente la existencia de dos normas con un mismo rango de Real Decreto para regular dos procesos de un mismo ámbito regulatorio (amparados en los mismos artículos del Real Decreto 2019/1997), gestionados y liquidados por el mismo operador del sistema, que transcurren en paralelo e interactuando entre sí, lo que obliga en una de las normas a introducir referencias, o a regular los procesos, actos y derechos de los agentes y operadores ya regulados en la otra.

Para garantizar la seguridad regulatoria, esta Comisión considera que la solución óptima sería la fusión del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, y la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. En su defecto, debe al menos aclararse el orden temporal entre las fases 2 de ambos procedimientos.

También debe regularse cómo se resolverán los incumplimientos de los programas de restricciones de carbón autóctono. Se propone que si un grupo no cumple su programa de restricciones de carbón autóctono, no reciba su precio de restricciones, pero sí aparezca

un derecho de cobro a precio del mercado diario en la correspondiente hora, como ocurre en otros casos.

Conflicto por asimetría retributiva

En lo referente al segundo conflicto, para un mismo servicio (reducción del programa de unidad para recuadrar la generación tras el incremento por restricciones de otra unidad), que puede ser prestado por la misma instalación en la misma hora, se están introduciendo dos posibilidades de retribución: a precio de oferta si el recuadre se produce en la fase 2 de las restricciones técnicas y a precio regulado si el recuadre se produce en la fase 2 de restricciones de seguridad. Dado que el orden de mérito se establece sobre distintas bases, la situación puede resultar discriminatoria para unos sujetos frente a otros y dar lugar a arbitrajes entre el despacho en uno u otro proceso, según los niveles de compensación que se perciban en cada caso y tecnología.

En consecuencia, con la finalidad de desincentivar prácticas negativas en mercado, así como niveles de retribución inadecuados, esta Comisión considera que, tal como también se recoge en el punto 6.3, que ambas fases de recuadre deberían ser retribuidas siguiendo una misma filosofía, preferiblemente basada en mecanismos de oferta, sin perjuicio de que pueda establecerse una prioridad previa entre tecnologías con criterios medioambientales, y de que pueda establecerse una retribución regulada para el proceso de solución de restricciones técnicas en determinadas situaciones, tal y como se indica a continuación.

Revisión del proceso de solución de restricciones técnicas en situaciones de ausencia de competencia

Por otra parte, en el ámbito de la fase 1 de las restricciones técnicas se han producido en los últimos años numerosas prácticas irregulares por parte de los agentes, consistentes en el abuso de posición de dominio para obtener unos elevados ingresos. Estas actuaciones han motivado la instrucción de numerosos expedientes por parte tanto de la CNE como la CNC, y anteriormente el SDC.

Con el fin de evitar estas prácticas y dado que, en ocasiones, el proceso de solución de restricciones técnicas se resuelve en ausencia de competencia, se propone sólo para este tipo de situaciones, el establecimiento de una retribución regulada basada en las mismas referencias establecidas para la fase de desequilibrio de la resolución de restricciones por garantía de suministro, incluyendo los costes de arranque, y el resto de costes variables.

Este mecanismo deberá ir ligado al desarrollo de un adecuado sistema de retribución de pago por capacidad que incentive la disponibilidad de las instalaciones menos competitivas, dada su importancia para la seguridad del sistema. A este respecto, hay que recordar que en octubre de 2007 se suprimieron los pagos por garantía de potencia y, aunque se establecieron unos nuevos pagos para incentivar la inversión de nuevas

instalaciones y la disponibilidad, éste último mecanismo de ha tenido únicamente una aplicación transitoria desde enero hasta julio de 2008.

7. VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

Se realiza a continuación una estimación de la repercusión económica que la puesta en marcha del Procedimiento de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro tendrá para el sistema eléctrico. Se incluye una proyección del impacto sobre los pagos regulados de los consumidores desde 2010 a 2012, teniendo en cuenta el límite del déficit de actividades reguladas establecido para dicho periodo temporal por el RDL 6/2009.

Coste de la retribución de las centrales de carbón autóctono

Teniendo en cuenta el volumen máximo de producción programable por garantía de suministro del anexo II de 27 TWh, las centrales de carbón autóctono podrían obtener un derecho de cobro máximo en 2010 de 1.551 Millones de €. Para 2011 y 2012, de acuerdo con la Propuesta, el derecho de cobro en términos unitarios se incrementaría anualmente un 2%.

Cuadro 5. Estimación anual del derecho de cobro máximo de las centrales de carbón autóctono en 2010

Central	Precio €/MWh	Volumen GWh	Retribución (Millones €)
Soto de Ribera	59,69	2.113	126
Narcea	61,56	1.832	113
Anllares	56,21	1.878	106
La Robla	61,02	2.841	173
Compostilla	57,89	7.735	448
Teruel	47,75	5.065	242
Velilla	61,01	2.765	169
Puentenuevo	63,12	2.579	163
Escucha	47,76	245	12
TOTAL		27.054	1.551

Fuente: Anexo II del Real Decreto y elaboración propia

Por otra parte, las centrales que se vean afectadas por el proceso de solución del desequilibrio entre producción y demanda tendrán una obligación de pago por la reducción de programa valorada al precio del mercado diario. Teniendo en cuenta un precio del mercado diario de 40 €/MWh, en línea con la situación actual y con el precio de los futuros carga base del mercado eléctrico para 2010, la obligación de pago por resultar desplazados 27 TWh se encontraría en el entorno de los 1.000 Millones de €.

Teniendo en cuenta el precio de mercado manejado anteriormente de 40 €/MWh, el saldo de los dos conceptos anteriores se estima en el entorno de los 470 Millones de € para 2010. El cuadro siguiente muestra el saldo resultante considerando distintas hipótesis de precios del mercado diario.

Cuadro 6. Estimación anual del saldo entre el derecho de cobro de las centrales de carbón autóctono y la obligación de pago de las centrales que resultan desplazadas teniendo en cuenta distintas hipótesis de precio del mercado diario

Saldo Derechos de cobro - Obligaciones de pago Millones de €			
PMD (€/MWh)	2010	2011	2012
35	604	635	666
40	469	500	531
45	333	364	396
50	210	236	262
55	101	127	154
60	17	31	48

Fuente: Elaboración propia

Según la Propuesta de Real Decreto, el saldo de los derechos de cobro y obligaciones de pago para las centrales de carbón autóctono será sufragado con cargo al pago por capacidad, teniendo consideración el saldo restante de ingreso o coste liquidable del sistema.

En consecuencia dicho componente de coste aparecido en aplicación de la Propuesta, afecta directamente en los incrementos necesarios en las tarifas de acceso para cumplir con las limitaciones de déficit de actividades reguladas del RD-Ley 6/2009. Si el saldo (en este caso superávit dado que actualmente se está recaudando más en concepto de garantía de potencia que el pago que reciben los productores) de los pagos por capacidad se destinara a la retribución de las centrales de carbón autóctono, no podría utilizarse para la minoración del déficit de actividades reguladas y, por tanto, será necesario un incremento mayor de las tarifas de acceso para cumplir con los límites establecidos en el citado RD-Ley 6/2009. Los detalles de la proyección de los ingresos y costes regulados para 2009-2010 están detallados en el Anexo 1 del presente informe.

En el Cuadro 7 se resumen los incrementos estimados en las tarifas de acceso que son necesarios para cumplir con los límites del déficit establecidos en el RD-Ley 6/2009 antes y después de la propuesta del Real Decreto. Bajo estas previsiones, se concluye que las tarifas de acceso aumentarían, en términos medios, un 13,5% en 2010 si no se introdujera la propuesta, teniendo en cuenta que el saldo positivo del pago por garantía de potencia contribuiría a minorar el déficit de actividades reguladas. Sin embargo, teniendo en cuenta

el pago a la retribución de las centrales de carbón autóctono establecido en la propuesta de Real Decreto, el aumento de las tarifas de acceso debería ser del 17,9% para cumplir con el límite de 3000 M€ establecido en el RD-Ley 6/2009 para el déficit de actividades reguladas en 2010.

Cuadro 7. Previsión de costes e ingresos regulados para el periodo 2010-2012 antes y después de la introducción del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Concepto (Millones €)	Antes de la propuesta de RD			Considerando la propuesta de RD		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Ingresos de acceso	10.811	12.275	13.936	10.811	12.275	13.936
Ingresos pagos por capacidad	1.003	1.023	1.044	1.003	1.023	1.044
Ingresos de las actividades reguladas (A)	11.814	13.298	14.980	11.814	13.298	14.980
Coste de acceso	15.818	16.491	17.244	15.820	16.493	17.246
Pagos por capacidad	460	469	478	460	469	478
Reestrictiones por Garantía del Suministro	0	0	0	469	500	531
Coste despacho centrales RRGS				469	500	531
Coste centrales desplazadas				0	0	0
Costes de las actividades reguladas (B)	16.278	16.959	17.722	16.748	17.461	18.255
Antes RD-Ley 6/2009						
Costes de acceso	5.008	4.216	3.308	5.010	4.218	3.310
Pagos por capacidad	-544	-555	-566	-75	-55	-35
Déficit/superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	4.464	3.661	2.742	4.935	4.163	3.276
Límite déficit de las actividades reguladas	3.000	2.000	1.000	3.000	2.000	1.000
Precios regulados para cumplir con el RD-Ley 6/2009 (€/MWh consumido)						
Tarifas de acceso	50,66	56,39	62,20	52,60	58,42	64,31
Pagos por capacidad	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14	4,14
Incremento medio de precios necesario para cumplir con el límite del RD-Ley 6/2009 (%)						
Tarifas de acceso	13,5%	11,3%	10,3%	17,9%	11,1%	10,1%
Pagos por capacidad	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Impacto de la medida (%)						
Tarifas de acceso				3,8%	3,6%	3,4%
Pagos por capacidad				0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNE y empresas

Coste de las reducciones de programa

El coste de las reducciones de programa consiste en la compensación por la pérdida del “beneficio” obtenido con la producción de energía, calculada como el volumen de energía reducida valorada por la diferencia de precios entre el precio del mercado diario en cada hora menos un coste de producción de referencia de dicha energía según los parámetros definidos en el Anexo III de la propuesta.

Teniendo en cuenta las referencias de precios del mercado diario y de precios del carbón, del gas natural y del CO₂ correspondientes a 2009, el derecho de cobro correspondientes a las reducciones de programas de unos 27 TWh se estima en el entorno de 250 Millones de € suponiendo una sustitución por centrales de carbón de importación y unos 360 Millones de € suponiendo una sustitución por ciclos combinados. Dado que, según a lo indicado en el apartado 5.2, posiblemente la incorporación de los 27 TWh desplazará tanto a las centrales de carbón de importación como a parte de los ciclos combinados, el derecho de cobro correspondiente podría situarse en el entorno de los 300 Millones de €. Estas estimaciones excluyen el impacto del margen comercial (mi) establecido en el Anexo III, y consideran el parámetro que representa la posible mezcla (ai) igual a 1, debido a la imposibilidad de estimar dichos componentes de coste. Se estima que el coste de los servicios complementarios aumentaría en 0,94 €/MWh para el caso de que la tecnología desplazada fuera el carbón y 1,36 €/MWh en caso de que la tecnología desplazada fuera el ciclo combinado. Es decir, el coste de los servicios de ajustes podría aumentar, en términos medios, entre el 36% y 52%, dependiendo del desplazamiento de tecnologías considerado. Como se ha comentado anteriormente, dicho incremento debería trasladarse a la TUR, en cuanto que supone un incremento de los servicios de ajuste del sistema no considerado en la normativa vigente de la Orden ITC/1659/2009.

Coste total de la propuesta de RD

El impacto total del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, esto es, considerando tanto la retribución de las centrales de carbón autóctono, como el coste del lucro cesante por las centrales desplazadas, se estima bajo los supuestos anteriores que estaría comprendido entre 700 y 800 Millones de €, dependiendo del mix de tecnología desplazada, excluyendo el cálculo del margen comercial (mi) y considerando el parámetro ai igual a 1, por falta de información.

En el caso propuesto de financiar el coste de la compensación de las centrales cuyo programa resulte reducido como consecuencia de la resolución de restricciones por garantía de suministro, con cargo exclusivo a los pagos por capacidad, sería necesario

augmentar en 2010 los precios para la financiación del coste derivado de los pagos por capacidad entre el 17,2% y el 28,5%, dependiendo de si la tecnología desplazada es el carbón o los ciclos, respectivamente (véanse cuadros 8 y 9). El incremento de las tarifas de acceso necesario para cumplir en 2010 con el límite del déficit de actividades reguladas ascendería a 18,6%.

Cuadro 8. Impacto de la propuesta de RD: Financiación del procedimiento de resolución de restricciones plenamente por el pago de garantía de suministro. Escenario bajo (tecnología retirada carbón)

Concepto (Millones €)	Antes de la propuesta de RD			Incluyendo el coste de la reducción de programas como coste servicio capacidad		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Ingresos de acceso	10.811	12.275	13.936	10.811	12.275	13.936
Ingresos pagos por capacidad	1.003	1.023	1.044	1.003	1.023	1.044
Ingresos de las actividades reguladas (A)	11.814	13.298	14.980	11.814	13.298	14.980
Coste de acceso	15.818	16.491	17.244	15.821	16.493	17.246
Pagos por capacidad	460	469	478	460	469	478
Reestrictciones por Garantía del Suministro	0	0	0	717	748	779
Coste despacho centrales RRGS				469	500	531
Coste centrales desplazadas				248	248	248
Costes de las actividades reguladas (B)	16.278	16.959	17.722	16.997	17.709	18.504
Antes RD-Ley 6/2009						
Costes de acceso	5.008	4.216	3.308	5.010	4.218	3.310
Pagos por capacidad	-544	-555	-566	173	193	213
Déficit/superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	4.464	3.661	2.742	5.183	4.411	3.524
Límite déficit de las actividades reguladas	3.000	2.000	1.000	3.000	2.000	1.000
Precios regulados para cumplir con el RD-Ley 6/2009 (€/MWh consumido)						
Tarifas de acceso	50,66	56,39	62,20	52,92	58,65	64,45
Pagos por capacidad	4,14	4,14	4,14	4,85	4,92	4,99
Incremento medio de precios necesario para cumplir con el límite del RD-Ley 6/2009 (%)						
Tarifas de acceso	13,5%	11,3%	10,3%	18,6%	10,8%	9,9%
Pagos por capacidad	0,0%	0,0%	0,0%	17,2%	1,4%	1,3%
Impacto de la medida (%)						
Tarifas de acceso				4,4%	4,0%	3,6%
Pagos por capacidad				17,2%	18,9%	20,5%

Fuente: CNE y empresas

Cuadro 9. Impacto de la propuesta de RD: Financiación del procedimiento de resolución de restricciones plenamente por el pago de garantía de suministro. Escenario bajo (tecnología retirada carbón). Escenario alto (tecnología retirada ciclos combinados)

Concepto (Millones €)	Antes de la propuesta de RD			Incluyendo el coste de la reducción de programas como coste servicio capacidad		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Ingresos de acceso	10.811	12.275	13.936	10.811	12.275	13.936
Ingresos pagos por capacidad	1.003	1.023	1.044	1.003	1.023	1.044
Ingresos de las actividades reguladas (A)	11.814	13.298	14.980	11.814	13.298	14.980
Coste de acceso	15.818	16.491	17.244	15.821	16.493	17.246
Pagos por capacidad	460	469	478	460	469	478
Reestrictiones por Garantía del Suministro	0	0	0	830	861	892
Coste despacho centrales RRGS				469	500	531
Coste centrales desplazadas				361	361	361
Costes de las actividades reguladas (B)	16.278	16.959	17.722	17.110	17.822	18.617
Antes RD-Ley 6/2009						
Costes de acceso	5.008	4.216	3.308	5.010	4.218	3.310
Pagos por capacidad	-544	-555	-566	286	306	326
Déficit/superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	4.464	3.661	2.742	5.296	4.524	3.637
Límite déficit de las actividades reguladas	3.000	2.000	1.000	3.000	2.000	1.000
Precios regulados para cumplir con el RD-Ley 6/2009 (€/MWh consumido)						
Tarifas de acceso	50,66	56,39	62,20	52,92	58,65	64,45
Pagos por capacidad	4,14	4,14	4,14	5,32	5,38	5,44
Incremento medio de precios necesario para cumplir con el límite del RD-Ley 6/2009 (%)						
Tarifas de acceso	13,5%	11,3%	10,3%	18,6%	10,8%	9,9%
Pagos por capacidad	0,0%	0,0%	0,0%	28,5%	1,1%	1,1%
Impacto de la medida (%)						
Tarifas de acceso				4,4%	4,0%	3,6%
Pagos por capacidad				28,5%	29,9%	31,3%

Fuente: CNE y empresas

Teniendo en cuenta la incertidumbre existente sobre el mix de generación que será desplazado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, se estima que los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden ITC/3861/2007 deberían aumentarse en un 1% por cada 10 M€ de coste por encima de los ingresos resultantes a los precios vigentes, para no generar déficit de actividades reguladas adicional al establecido en el RD-Ley 6/2009.

8. VALORACIÓN DE OTRAS ALTERNATIVAS

En este apartado se plantean y valoran otras líneas de actuación que podrían ser exploradas para implantar el objetivo de conseguir el funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas utilizando otros instrumentos dirigidos a evitar la alteración del precio del mercado, que soslayen la necesidad de definir una planificación previa de la entrada y una salida forzada de centrales de producción una vez se ha producido la casación del mercado diario.

Una posible alternativa sería otorgar una prima a las centrales que consuman el carbón autóctono, de tal forma que resultaran competitivas con respecto a centrales que utilicen otros combustibles (carbón de importación o ciclos combinados de gas), de forma similar a la prima existente hasta 2006.

La Disposición adicional Vigésima sobre Planes de viabilidad e incentivos al consumo de carbón autóctono, de la Ley 54/97 establece que el Gobierno, de acuerdo con lo establecido en los artículos 3 y 11 de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, por motivos de seguridad de suministro, podrá aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido, que permita la entrada preferente en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas.

Este tratamiento sería similar al establecimiento de un incentivo a la producción como el existente para las instalaciones del régimen especial. La aplicación directa de esta medida aislada provocaría que las centrales de carbón autóctono tendrían más oportunidades para resultar seleccionadas en el mercado diario, desplazando con ello a otras tecnologías, que sin esa prima estarían antes en el orden de mérito de las ofertas. En la medida en que se recojan las propuestas de la CNE en relación con la reducción de las cantidades de carbón autóctono a consumir anualmente de acuerdo con en el apartado 6.1, la alternativa propuesta tendría un impacto sobre el precio del mercado poco significativo.

Otra alternativa que podría ser explorada es instrumentar un sistema retributivo complementario al precio del mercado, a través de los pagos de garantía de potencia. Si

el objetivo es mantener el carbón autóctono y su utilización como garantía de suministro de los consumidores, debería instrumentarse mediante mecanismos de largo plazo, como lo es el concepto de garantía de potencia, pudiendo utilizarse instrumentos similares a los utilizados en el mercado español hasta el año 2007.

El pago de garantía de potencia puesto en funcionamiento con el lanzamiento del mercado en el año 1998, sirvió para ser un incentivo a la inversión, como ha quedado demostrado con la entrada de las inversiones en centrales de ciclo combinado a partir del año 2002, y para evitar el cierre de otras tecnologías que dejaron de ser competitivas en el mercado, como ocurrió con las centrales de fuel y fuel-gas.

La situación que se plantea en esta ocasión, tiene el objetivo de que, además de tener disponibles y operativas las centrales para su funcionamiento cuando sean necesarias para el sistema, se incentive su utilización para consumir el carbón autóctono y cumplir con ello los objetivos del Plan de la Minería. Luego en este caso, el pago de garantía de potencia hay que ligarlo, a la utilización de la central.

Un mecanismo que podría ser explorado para instrumentar este sistema de pagos de garantía de potencia podría estar basado en:

- Determinar un pago de garantía de potencia ligado a la utilización de las centrales el número de horas al año que se establezcan (similar al esquema de las 480 horas de utilización que tenía el mecanismo anterior a octubre de 2007) para cumplir con las cantidades de consumo de carbón autóctono que se consideren.
- Definido este esquema general de “cupos de uso del carbón”, las empresas no deberían perder la señal de utilizar el carbón en las horas donde sea más favorable, con objeto de proteger la formación de precios del mercado, tomando sus propias decisiones de participación en el mismo. Con este mecanismo, lo que recibe la central de carbón es un pago por uso en €/kWh.
- Se debería plantear en compensación también un pago de capacidad para la tecnología de ciclo combinado y otras, orientado únicamente a la disponibilidad y no al uso.
- El sistema de liquidación podría ser mensual, de forma que por cada MWh producido por el carbón autóctono se cobrará el precio del mercado más el pago que le liquidaría cada mes el OS, siempre que cumpla con el número mínimo de horas de funcionamiento que se haya establecido.

Esta opción tiene como inconveniente que no sería neutral en cuanto a la formación de los precios en el MIBEL, lo que requeriría una necesaria armonización en el conjunto de la península ibérica.

Se reitera que esta propuesta, en absoluto desarrollada ni valorada en sus términos económicos, no pretende nada más que establecer una línea alternativa de actuación que debería ser explorada a los efectos de mantener que la participación de los agentes del mercado se realice sobre la base de sus decisiones individuales en lugar de hacerlo a partir de una planificación del funcionamiento de las instalaciones previamente establecida. Como se ha indicado anteriormente, este enfoque que se plantea debería ir ligado en cualquier caso, a las reducciones de las cantidades del anexo II propuestas en este informe.

9. OTRAS MODIFICACIONES

- Parece necesario aclarar el momento en que comenzará la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones contemplado en el Real Decreto. La Disposición final segunda establece su entrada en vigor al día siguiente de su publicación en BOE; no obstante, conforme al procedimiento regulado en el Anexo I, el OS debe establecer planes de funcionamiento por semanas eléctricas, previamente al comienzo de las mismas. Debería concretarse a partir de qué semana se aplicará efectivamente el procedimiento en cuestión.
- En el texto se hace referencia en algunos apartados a las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible y en otras, a las centrales del anexo II. Se recomienda por claridad, hacer referencia siempre a las centrales del anexo II.
- En el apartado cuarto.4 del anexo I debe eliminarse por reiterativo lo siguiente: “devengarán una obligación de pago, al precio marginal horario del mercado diario”.
- En el anexo III punto 2.1 habría que definir por separado el poder calorífico del gas natural, que no puede expresarse en términos de th/tn.
- En el anexo III punto 1, la definición de EDj debería aclararse mejor, explicando que se incorporaran también las modificaciones del programa para la resolución de restricciones técnicas.
- En el párrafo sexto de la Exposición de motivos, donde dice: “...las restricciones por garantía de suministro que se identifican después de la casación del mercado diario...”, debería decir: “...las restricciones por garantía de suministro que se identifican en el programa diario base de funcionamiento...”.
- En el apartado 2.1 del Anexo III del nuevo Real Decreto, donde dice “Pp: Los precios del producto por tipo de combustible se fijarán semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, en los meses de enero y julio, de los siguientes índices y cotizaciones,”, debería decir: “Pp: Los precios del producto por tipo de combustible se fijarán semestralmente por la Dirección General de Política

Energética y Minas, en los meses de enero y julio, bajo la consideración de los siguientes índices y cotizaciones, ...”

10. OTRAS DISPOSICIONES A INCLUIR EN LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

10.1 Propuesta de modificación del artículo 14.2 del Real Decreto RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La Comisión Nacional de Energía propone efectuar una modificación en el apartado 2 del artículo 14 del RD 661/2007 con respecto a la definición del precio que deben percibir las instalaciones que producen electricidad durante su funcionamiento en pruebas hasta el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha definitiva. La redacción actual establece que éste será *“un precio equivalente al precio final horario del mercado”*.

Hasta el 30 de octubre de 2009 los distribuidores han venido pagando por esta energía un precio publicado por la CNE compuesto del resultado de los mercados diario e intradiarios e incrementado en el coste de los servicios de ajuste. Evidentemente se trata de un precio superior al que es liquidada realmente esta energía en pruebas en el mercado, cuando es representada por los distribuidores. No obstante, los distribuidores no han percibido quebranto alguno por abonar a los productores un precio superior al que perciben del mercado, dado que este sobrecoste ha sido reconocido en las liquidaciones de las actividades reguladas.

Sin embargo, de acuerdo con el artículo 30 de este RD 661/2007, desde el 1 de noviembre de 2009 la CNE debe liquidar las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos de las instalaciones en régimen especial *“desde el primer día del mes siguiente al del acta de puesta en marcha definitiva”*.

Por lo tanto, de mantenerse la misma interpretación se produciría un quebranto, ahora para los representantes libres, o en su defecto, para los comercializadores de último recurso, ya que ninguno de estos participa en el proceso de liquidación de las actividades y costes regulados. Para evitar este problema, y asimismo, la inseguridad jurídica en la interpretación del precepto para los productores en periodo de pruebas y para sus representantes, conviene modificar la definición establecida en el RD para el precio a percibir durante dicho periodo de pruebas.

La Comisión considera que en estas circunstancias, se debería percibir *“el precio horario del mercado, descontando el coste del desvío incurrido”*.

10.2 Modificación del apartado 3 del artículo 9 del RD 2019/1997, añadido por la Disposición final primera del RD 485/2009:

En el “Informe 27/2009 de la CNE sobre la propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento de los mercados diarios e intradiarios y del contrato de adhesión para adaptarlas a ciertos cambios regulatorios” (www.cne.es), aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del 22 de octubre de 2009, se ponía de manifiesto la necesidad de que las modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado contemplaran un desarrollo de lo establecido en el Real Decreto 485/2009 y en la Orden ITC/1659/2009, sobre la obligación de los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales físicos de presentar ofertas de adquisición en el mercado diario por el volumen total de energía comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones, que fuera efectivo para alcanzar el objetivo perseguido.

Tal y como justifica el citado informe para cumplir el objetivo de que las ofertas de los agentes reflejen el coste de oportunidad de las instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales físicos, la única interpretación válida para aplicar lo establecido en el Real Decreto 485/2009 es que los agentes realicen sus ofertas de adquisición a través de unidades de compra con el mismo nivel de desagregación de las ofertas de venta a las que hace referencia la Orden 1659/2009, esto es, a nivel de central o de Unidad de Gestión Hidráulica.

Con objeto de evitar interpretaciones diferentes a la realizada por la CNE, que podrían poner en riesgo la consecución del objetivo de conocer el coste de oportunidad de las instalaciones, en detrimento de la función de supervisión y control de las actuaciones de los agentes en el mercado, riesgo que se puede ver incrementado con la modificación introducida por el nuevo mecanismo de gestión de las restricciones por garantía de suministro, como ha sido puesto de manifiesto en apartados anteriores, se recomienda modificar el apartado 3 del artículo 9 del RD 2019/1997, añadido por la Disposición final primera del RD 485/2009, con el siguiente texto:

“los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales físicos, a partir del 1 de junio, deben presentar ofertas individuales de adquisición en el mercado diario para cada una de las instalaciones de producción por el volumen total de energía comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones”

11. CONCLUSIONES

El análisis llevado a cabo en el capítulo 5 pone de manifiesto que el procedimiento de restricciones por garantía de suministro podría afectar, al proceso de formación del precio del mercado diario. Este impacto se daría tanto por la salida de las centrales de carbón

autóctono de la casación del mercado diario, como por los incentivos de las centrales potencialmente salientes a realizar ofertas distintas en presencia de dicho procedimiento. En particular, parece preocupante la posibilidad de que se realicen compensaciones a centrales que no habrían funcionado, por tener costes elevados, o que centrales competitivas oferten a precios más elevados y/o desvíen su producción al mercado intradiario.

La propuesta de Real Decreto hace hincapié en varios puntos, y en particular en el sexto del Anexo I, en la necesidad de supervisión por parte de la CNE. Está claro que muchos de los incentivos analizados podrían concretarse en actuaciones abusivas contra la competencia y que serían objeto de investigación por parte de la CNE, lo que a su vez podría disciplinar a los agentes de mercado. Sin embargo, a la luz de las dificultades que la supervisión ex post encuentra, sería preferible, en la medida de lo posible, evitar que la propia norma generara incentivos a conductas anticompetitivas.

Según lo anterior, el procedimiento de restricciones por garantía de suministro podría afectar al desarrollo del MIBEL, por la introducción de una medida regulatoria de carácter nacional con posibles impactos en el mercado diario. También afectará significativamente al funcionamiento del resto de tecnologías, dado que independientemente de su orden de mérito, la producción de las centrales con carbón de importación será reducida. La producción de los ciclos combinados podrá verse afectada en mayor o menor medida dependiendo de la relación de precios del carbón y del gas natural, lo que supondrá un impacto en el sector del gas. Ya que el procedimiento es financiado en parte por las unidades de adquisición, la actividad de comercialización se verá afectada en la medida en que no se pueda trasladar el coste a los contratos ya formalizados. Asimismo, el impacto medioambiental de este procedimiento no sería significativo si las centrales desplazadas fueran de carbón de importación, pero por el contrario, podría suponer un incremento del 20% de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico, si todas las centrales desplazadas fueran de ciclo combinado.

En caso de mantenerse el procedimiento propuesto, de acuerdo con el capítulo 6, se propone modificar los siguientes puntos del borrador de Real Decreto:

- Reducir las producciones que figuran en el anexo II para ajustarlas a los compromisos del Plan de la Minería correspondientes a la actividad subterránea y plantear una solución de almacenamiento temporal del stock de carbón existente en la actualidad que permita un consumo laminado en el tiempo.
- Especificar los componentes de los precios regulados incluidos en el anexo II, así como sus fórmulas de actualización. Establecer mecanismos de indexación de los precios del anexo II a la cotización del carbón internacional así como a la evolución del precio del CO₂, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Plan de la Minería.

- Complementar el mecanismo de reducción de los programas de las centrales que compensan la entrada del carbón autóctono, con mecanismos de mercado, por ejemplo subastas para cada tecnología, similares a las utilizadas en la segunda fase del actual mecanismo de restricciones técnicas.
- Modificar el criterio de traslado del coste final al cliente, de forma que todos los costes derivados de la medida se instrumenten mediante un cargo regulado, evitando así su asunción por parte los comercializadores.
- Incluir en los precios de referencia utilizados para la determinación del lucro cesante (Anexo 3), no sólo los costes de combustible, sino el resto de costes variables como el coste de operación y mantenimiento y del transporte con objeto de que el lucro cesante reconocido se aproxime al real.
- Permitir la participación en el mercado intradiario y los servicios de ajuste de las centrales retiradas en el mecanismo de compensación de las modificaciones derivadas de la solución de las restricciones por garantía de suministro, dejando de recibir la compensación en concepto de lucro cesante por la energía que sea incrementada en dichos mercados.
- Definir los criterios para la elaboración por el operador del sistema del plan de funcionamiento de las centrales de carbón autóctono, permitiendo la participación de los agentes propietarios de las centrales, sin que el plan finalmente elaborado sea conocido por los agentes del mercado.
- Introducir en los criterios de reducción de programas, criterios de eficiencia energética y medioambiental, que supongan la exclusión de este procedimiento de las centrales de cogeneración en régimen ordinario y las que consumen gases siderúrgicos.
- Se propone hacer referencia en todo momento a los factores de emisión en lugar de a los niveles de emisión. Asimismo, para la determinación de estos factores se propone la utilización de los datos de las emisiones de CO₂ del RENADE y las energías eléctricas netas generadas, todos ellos correspondientes al último ejercicio conocido.

Bajo los supuestos indicados en el Capítulo 7, se estima que el impacto total del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, -considerando tanto la retribución de las centrales de carbón autóctono como el coste del lucro cesante por las centrales desplazadas- estaría comprendido entre 700 y 800 Millones de € en el año 2010, dependiendo de la tecnología desplazada⁹.

⁹ En esta estimación se excluye de la fórmula del anexo III el cálculo del margen comercial (mi) y se considera el parámetro de mezcla de combustibles (ai) igual a 1, por falta de información.

Bajo estas previsiones, las tarifas de acceso deberían aumentar en 2010, en términos medios, un 17,9% para cumplir con el límite de 3.000 M€ establecido en el RD-Ley 6/2009 para el déficit de actividades reguladas para ese año, en lugar del 13,5% que sería necesario si no se introdujera la propuesta.

Según lo propuesto en el apartado 6.5, si se financiara también el coste de la compensación por lucro cesante de las centrales cuyo programa resulte reducido como consecuencia de la resolución de restricciones por garantía de suministro, con cargo exclusivo a los pagos por capacidad, el incremento de las tarifas de acceso necesario para cumplir en 2010 con el límite del déficit de actividades reguladas ascendería a 18,6% y los pagos por capacidad entre el 17,2% y el 28,5%..

Adicionalmente, se propone establecer dos disposiciones adicionales en el Real Decreto:

- Una disposición adicional sobre el cumplimiento de la obligación de las ofertas de adquisición de las unidades de producción que hayan suscrito contratos bilaterales físicos, a través de ofertas individuales para alcanzar el objetivo de que puedan expresar sus costes de oportunidad.
- Una disposición adicional con respecto a la definición del precio que deben percibir las instalaciones de régimen especial que producen electricidad durante su funcionamiento en pruebas hasta el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha definitiva.

También se plantean dos alternativas distintas al mecanismo propuesto en el Real Decreto a fin de que puedan ser exploradas, a los efectos de implantar el objetivo de conseguir el funcionamiento de las centrales de producción de energía eléctrica que utilicen carbón autóctono, utilizando otros instrumentos dirigidos a evitar la alteración del precio del mercado, que soslayan la necesidad de definir una planificación previa de la entrada y una salida forzada de centrales de producción una vez se ha producido la casación del mercado diario:

- Otorgar una prima a las centrales que consumen carbón autóctono, de tal forma que resulten competitivas con respecto a centrales que utilicen otros combustibles. Esta medida sería similar al sistema de incentivos existentes para las instalaciones de régimen especial.

En caso de que se adoptaran las propuestas de la Comisión Nacional de Energía en relación con la reducción de las cantidades de carbón autóctono a consumir anualmente, esta propuesta tendría un impacto sobre el precio del mercado poco significativo.

- Instrumentar un sistema retributivo complementario al precio del mercado, a través de los pagos de garantía de potencia. Si el objetivo es mantener el carbón autóctono y su utilización como garantía de suministro de los consumidores, este objetivo debería instrumentarse mediante mecanismos de largo plazo como lo es el concepto de garantía de potencia, aplicándose para las centrales de carbón autóctono ligado a la utilización de la central. Para el resto de tecnologías, dicho pago se orientaría únicamente a la disponibilidad y no al uso.

Por último, esta Comisión considera que los mecanismos que se adopten para fomentar la utilización del carbón autóctono deberían revisarse a la finalización del actual Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 (Plan de la Minería), es decir, en 2012, o cuando las circunstancias del mercado eléctrico así lo requieran.

ANEXO 1: PREVISIÓN DE INGRESOS Y COSTES REGULADOS PARA EL PERIODO 2010-2012

Para valorar el impacto de la propuesta de RD sobre el déficit de actividades reguladas ha sido necesario realizar una previsión sobre los costes e ingresos regulados en el periodo 2010-2012.

A la fecha de elaboración del presente informe, no se dispone de toda la información necesaria para fijar los costes de las actividades reguladas previstos para 2010 y, en consecuencia, para 2011 y 2012, por lo que ha sido necesario realizar diversas hipótesis a la hora de estimar varios conceptos de costes.

Las demandas en barras de central (b.c.) y consumo, la retribución de transporte, la compensación extrapeninsular y la prima del régimen especial previstas para el ejercicio 2010 se corresponden con las contenidas en el informe remitido a la Subdirección General de Energía Eléctrica el pasado 2 de noviembre de 2009. El resto de costes regulados previstos para el ejercicio 2010¹⁰, así como los previstos para los ejercicios 2011 y 2012 se han estimado teniendo en cuenta la última información disponible a la fecha de elaboración de este informe. En particular, se han considerado las siguientes hipótesis:

- La demanda en b.c. aumenta un 2% en los ejercicios 2011 y 2012.
- Se ha supuesto un precio del mercado diario de 40 €/MWh durante todo el periodo.
- La retribución del transporte se estima teniendo en la senda de inversiones previstas en el en el Documento de “*Planificación de los sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, Desarrollo de las Redes de Transporte*”, publicado en mayo de 2008 y considerando que los costes de operación y mantenimiento suponen un 2,5% del total de la retribución de transporte.
- La retribución de la distribución y la gestión comercial resultan de aplicar la fórmula establecida en el Real Decreto 222/2008.
- Las primas del régimen especial se ha calculado considerando que el régimen especial mantiene el crecimiento registrado en 2010 durante 2011 y 2012. La prima media prevista para los ejercicios 2011 y 2012 es el resultado de actualizar la prima estimada para el ejercicio 2010 con el IPC.

¹⁰ La CNE ha solicitado a los distintos agentes del sector información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el cierre del ejercicio 2009 y para 2010, con objeto de realizar los análisis necesarios para la elaboración del informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se establece la tarifa eléctrica para 2010. Esta información así como la última información disponible relativa a diversas variables, tales como el IPC, IPRI, EURIBOR, ha sido tenida en cuenta en la elaboración de los escandallo de coste de acceso correspondiente al periodo 2010-2012. No obstante, se considera necesario indicar que estas previsiones podrán ser objetos de actualización para la elaboración del correspondiente informe sobre la propuesta de Orden por la que se establece la tarifa eléctrica para 2010.

- El coste de la compensación extrapeninsular para los años 2011 y 2012 se calcula aplicando a la previsión de demanda extrapeninsular de régimen ordinario el coste medio de la compensación previsto para el ejercicio 2010 incrementado con el IPC.
- Los costes con cargo a cuotas se calculan aplicando los porcentajes vigentes a la previsión de ingresos por tarifas de acceso.
- Las anualidades del déficit se han calculado considerando la última información disponible sobre el EURIBOR. Se ha imputado en cada ejercicio la anualidad correspondiente para recuperar el coste reconocido ex ante. Es decir, se ha considerado que el déficit que se genera en cada ejercicio se comenzará a amortizar en ese mismo ejercicio.

Los ingresos por tarifas de acceso correspondientes al año 2010 se han estimado aplicando a los consumos y potencias previstos para 2010¹¹ las tarifas de acceso establecidas en la Orden ITC/1723/2009 incrementadas en lo necesario para cumplir con el límite del déficit establecido en el RD-Ley 6/2009 (3.000 M€). Los ingresos por tarifas de acceso correspondientes a 2011 y 2012 se corresponden con los ingresos del año anterior incrementados en la cuantía necesaria para cumplir con los límites al déficit establecidos en RD-Ley 6/2009 para dichos años (2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente).

Finalmente, los ingresos derivados de la aplicación de los precios para la financiación del coste derivado de los pagos por capacidad para 2010 se han estimado aplicando los precios de la Orden ITC/3861/2007 a la previsión para 2010 de los consumos por grupo tarifario incorporando las pérdidas. Los ingresos por este concepto correspondientes a los años 2011 y 2012 es el resultado de aplicar el coste medio de 2010 a la demanda en b.c. prevista para 2011 y 2012.

¹¹ Las previsiones de consumo por grupo tarifario se ha estimado teniendo en cuenta la información solicitada a las empresas eléctricas.